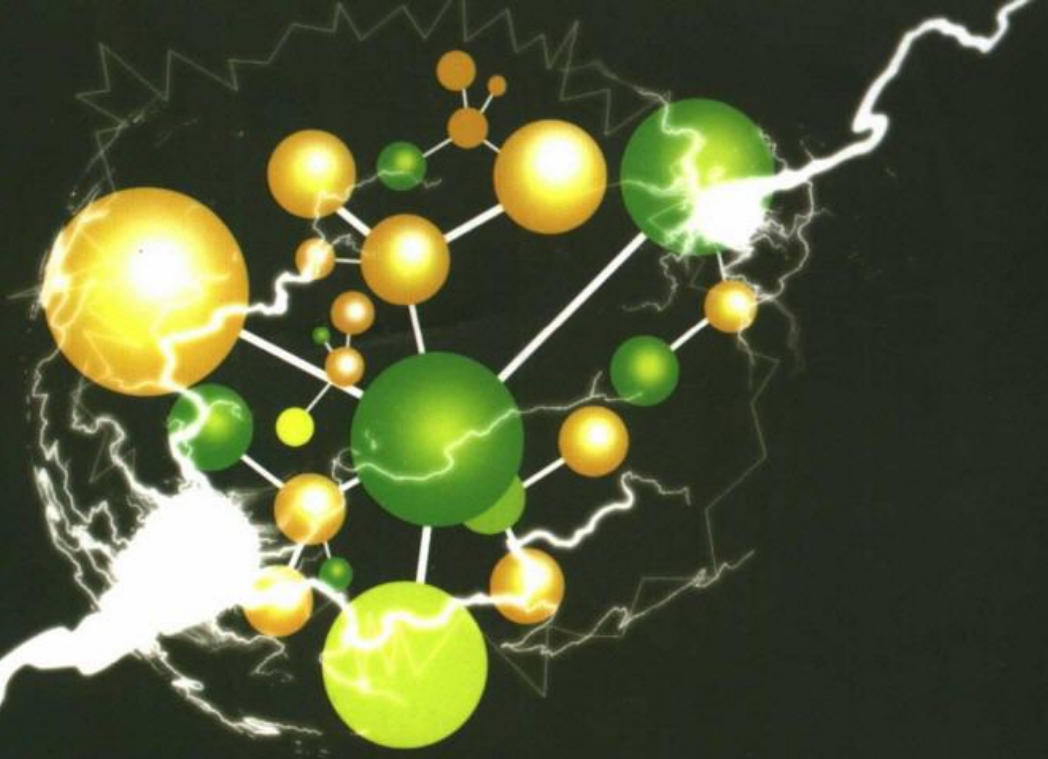
电力建设论坛
ELECTRIC POWER CONSTRUTION
COPYRIGHT (C) HTTP://BBS.DIANJIAN.NET

# 生物质能及其发电技术

中国电力科学研究院生物质能研究室 编

中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS
中国电力出版社
www.cepp.com.cn



# 生物质能及其发电技术

生物质能——非常重要的可存储和运输的可再生能源

生物质发电技术——目前比较成熟、综合效益较好的绿色发电技术

本书介绍生物质能资源及生物质能发电技术在国内外的发展状况，阐述各种生物质能源利用技术和生物质发电技术，给相关技术人员提供全面的参考

策划编辑：
张　涛　zhang_tao@cepp.com.cn
聂　庆　nie_qing@cepp.com.cn
电　话　010－63416429

电力建设论坛
ELECTRIC POWER CONSTRUTION
COPYRIGHT (C) HTTP://BBS.DIANJIAN.NET

ISBN 978-7-5083-7017-0
9 787508 370170 >
定价：45.00元

上架建议：电力工程/新能源发电

# 生物质能及其发电技术

中国电力科学研究院生物质能研究室　编

中国电力科学研究院专著出版基金资助

中国电力出版社
www.cepp.com.cn

## 内 容 提 要

生物质能是非常重要的可存储和运输的可再生能源，生物质发电技术比较成熟，综合效益较好，产业前景广阔。本书共分八章，内容包括绪论、生物质能概述、生物质能源利用、生物质发电技术、农林生物质直燃发电技术与产业、生物质发电工程、生物质电厂接入系统并网技术研究及生物质能发电产业的相关政策等，主要介绍了生物质能资源及国内外生物质发电技术的发展状况，各种生物质能源利用技术和生物质发电技术，以及生物质发电产业相关的政策法规。

本书可作为生物质发电厂建设和运行技术人员的培训教材，也可供从事可再生能源发电的科研、设计、制造和运行人员参考。

**图书在版编目（CIP）数据**

生物质能及其发电技术／中国电力科学研究院生物质能研究室编．—北京：中国电力出版社，2008

ISBN 978-7-5083-7017-0

Ⅰ．生… Ⅱ．中… Ⅲ．生物能源—发电—技术培训—教材 Ⅳ．TM619

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2008）第 052910 号

中国电力出版社出版、发行

（北京三里河路 6 号 100044 http://www.cepp.com.cn）

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2008 年 7 月第一版 2008 年 7 月北京第一次印刷

710 毫米×980 毫米 16 开本 22.25 印张 391 千字

印数 0001—3300 册 定价：**45.00** 元

**敬 告 读 者**

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失

本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

**版 权 专 有 翻 印 必 究**

# 《生物质能及其发电技术》

## 编审委员会


主　　编　余　英

副 主 编　田国政　王志凯　赵碧光

参编人员　（排名不分先后，按章节排列）

刘婷婷　王　乐　宋　洁　张贵山

徐　征　是艳杰　唐可新　申仲涛

陈翔宇　刘润花　万　博

# 序

能源是人类社会存在与发展的物质基础。自工业革命以来，社会的所有进步，可以说都建立在大量使用化石能源的基础上。由于社会经济的发展、人口的增加和人类物质文化生活水平的提高，人类对能源的需求还在急剧地增加，人们已经开始认识到大规模使用化石能源所带来的能源枯竭、环境恶化的严重后果。步入21世纪的今天，人类正面临着能源与环境的双重压力，节能减排是当今世界各国都十分关注的重大问题。生物质能作为一次能源消费中的第四大能源资源，在历史长河中与人类生活密切相关，是非常重要的可存储和运输的可再生能源，在人类未来的能源系统中也将占有重要地位。因此，改变我国传统的能源生产、消费模式，大规模开发利用生物质等可再生能源，在保证我国能源安全，减少环境污染，提高城乡居民生活水平和质量等诸多方面都有重要作用，对于我国建设节约型社会、发展循环经济、实现经济社会可持续发展具有重要意义。

我国是一个农业大国，生物质资源十分丰富。在生物质能现代利用技术中，生物质发电技术比较成熟，综合效益较好，产业前景广阔。近几年，生物质直燃发电、气化发电、沼气发电和垃圾发电在我国发展很快，每年都有数十座各种类型的生物质发电厂投入运行。《生物质能及其发电技术》这本书，理论联系实际，深入浅出，系统讲述了生物质能的基本概念、资源情况及特点，以及生物质能源利用技术，重点介绍了生物质发电技术和产业、生物质发电关键技术及生物质发电的相关政策。本书的出版，可为生物质发电厂建设和运行人员的技术培训提供一套适用的教材。希望本书的发行出版，能为我国生物质发电产业的健康发展作出积极贡献。

胡学佐

2007年11月12日

# 前 言

目前，能源和环境问题已成为全球关注的焦点，节能减排已被我国党和政府摆在前所未有的战略高度，而开发利用可再生能源就是一条符合我国国情的节能减排之路。在可再生能源中，我国生物质资源丰富，因此，生物质能具有较好的开发前景。在生物质能现代利用技术中，生物质能发电技术比较成熟，综合效益较好，产业化前景广阔。

国家“十一五”发展规划纲要中提出了建设生物质发电 5500MW 装机容量的发展目标，《可再生能源中长期规划》也提出了 2020 年，生物质发电装机容量为 30000MW 的目标。随着国家关于生物质发电的一系列政策的出台，目前，已经有不少投资主体进入了生物质发电行业，纷纷对新兴的农林生物质发电行业表示出了很大的兴趣和参与热情。目前，我国已建成各种不同发电形式的大、中、小型生物质能发电厂数百座，装机容量达到几十万千瓦。为了适应生物质发电产业的迅速发展，必须对从事生物质发电厂建设和运行的技术人员进行技术培训，希望本书能够为生物质能发电技术培训工作提供一套适用的教材。

本书采用理论与实践紧密结合的方法，重点介绍了各种生物质能发电的原理、生产过程、关键技术以及产业化发展情况，并且通过工程实例，系统阐述了各种不同类型生物质发电厂的生产工艺、组织系统以及综合效益。全书共分八章，分别介绍了生物质能的基本概念、资源情况及特点；生物质能源利用技术；生物质发电技术及产业；生物质发电工程实例；生物质发电厂综合控制技术和接入系统并网技术，以及生物质发电产业的相关政策。

由于编者水平有限，再加上时间仓促，书中一定会有不足之处，敬请读者给予谅解并提出宝贵意见。

编 者

2007 年 10 月 11 日于北京

# 目　录

电力建设论坛

序
前言

**第 1 章　绪论**……1
1.1　概述……1
1.2　中国生物质能资源状况……3
1.3　中国生物质能发电技术的发展状况……6
1.4　国外生物质能发电技术现状……16
1.5　中国生物质能发电存在的问题及原因分析……22
1.6　中国生物质能发电产业的发展……25

**第 2 章　生物质能概述**……35
2.1　生物质能基本概念……35
2.2　生物质资源……41
2.3　中国生物质资源的情况及特点……48

**第 3 章　生物质能源利用**……56
3.1　生物质直接燃烧……56
3.2　生物质气化技术……70
3.3　生物质液化技术……102
3.4　生物质沼气技术……107
3.5　生物质固化技术……121
3.6　世界生物质能源的开发利用……123

**第 4 章　生物质发电技术**……129
4.1　生物质直接燃烧发电技术……129
4.2　生物质气化发电技术……133
4.3　沼气发电……145
4.4　生活垃圾焚烧发电……158
4.5　生物质混合燃烧发电技术……166

4.6 各种生物质发电技术的综合比较 …… 169
4.7 中国的生物质发电 …… 172
4.8 生物质发电展望 …… 177

**第 5 章 农林生物质直燃发电技术与产业** …… 179
5.1 生物质工业分析 …… 179
5.2 生物质物理性质 …… 182
5.3 生物质化学性质 …… 184
5.4 农林生物质直燃发电原理及系统构成 …… 190
5.5 农林生物质直燃发电关键设备与关键技术 …… 197
5.6 农林生物质直燃发电厂综合自动化系统 …… 208
5.7 农林生物质直燃发电燃料供应系统 …… 222
5.8 农林生物质直燃发电产业发展 …… 225

**第 6 章 生物质发电工程** …… 227
6.1 生物质大型直燃发电工程 …… 227
6.2 生物质气化发电工程 …… 234
6.3 生物质气化联合循环发电工程 …… 240
6.4 生物质小型直燃发电工程 …… 243
6.5 生物质与煤混合燃烧发电工程 …… 249

**第 7 章 生物质电厂接入系统并网技术研究** …… 252
7.1 生物质大型直燃发电厂接入高压输电系统 …… 252
7.2 生物质中小型发电厂接入配电系统方式探讨 …… 259

**第 8 章 生物质能发电产业的相关政策** …… 274
8.1 世界各国生物质能发电产业的扶持政策 …… 274
8.2 我国生物质能发电产业的优惠政策 …… 283
8.3 其他激励政策 …… 287

**附录 A 中华人民共和国可再生能源法** …… 291

**附录 B 可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法** …… 297

**附录 C 可再生能源发电有关管理规定** …… 300

**附录 D 国家计委、科技部关于进一步支持可再生能源发展有关问题的通知** …… 303

附录 E　新能源和可再生能源产业发展“十五”规划……305
附录 F　电网企业全额收购可再生能源电量监管办法……310
附录 G　能源发展“十一五”规划……314
附录 H　可再生能源中长期发展规划……325
参考文献……344

# 第1章 绪 论

## 1.1 概 述

能源是国民经济重要的基础产业，是人类生产和生活必需的基本物质保障。目前，能源供应主要依靠煤炭、石油和天然气等化石能源，化石能源资源的有限性和化石能源开发利用过程中引起的环境问题，对经济和社会的可持续发展产生了严重的制约。我国已成为能源生产和消费大国，在全国建设小康社会的进程中，如何改善能源结构，保障能源安全，减少环境污染，促进经济和社会的可持续发展，是我国面临的一个重大战略问题。

近二十年来，随着我国人口和经济的持续增长，能源消费量也在不断增长。1980 年，我国一次能源消费量为 6.02 亿 t 标准煤，其中煤炭占 72.2%、石油占 20.7%、天然气占 3.1%、水电占 4.0%；到 1999 年，我国一次能源消费量达到 12.2 亿 t 标准煤，其中煤炭占 67.1%、石油占 23.4%、天然气占 2.8%、水电占 6.7%。同时，矿物能源的消费会产生大量的污染物，如 CO、$SO_2$、$CO_2$、$NO_x$，它们是大气污染的主要污染源之一。当前，我国面临能源与环境问题的严峻挑战，开发和利用拥有巨大资源储量、环境友好的替代能源是事关我国国民经济可持续发展、国家安全和社会进步的重大课题。

生物质是由植物的光合作用固定于地球上的太阳能，每年经光合作用产生的生物质约 1700 亿 t，其能量约相当于世界主要燃料消耗的 10 倍，而作为能源的利用量还不到其总量的 1%。这些未加以利用的生物质，为完成自然界的碳循环，其绝大部分由自然腐解将能量和碳素释放，回到自然界中。另一方面，由于过度消费化石燃料，过快、过早地消耗了这些有限的资源，释放出大量的多余能量和碳素，打破了自然界的能量和碳平衡，更加剧了环境和全球气候恶化。

通过生物质能转换技术可以高效地利用生物质能源，生产各种清洁燃料，替代煤炭、石油和天然气等燃料生产电力，从而减少对矿物能源的依赖，保护国家能源资源，减轻能源消费给环境造成的污染。目前，世界各国，尤其是发达国家，都在致力于开发高效、无污染的生物质能利用技术，以达到保护矿产资源，保障国家能源安全，实现 $CO_2$ 减排，保持国家经济可持续发展的目的。

专家认为，生物质能源将成为未来持续能源的重要部分，到2015年，全球总能耗将有40%来自生物质能源，主要通过生物质能发电和生物质液体燃料的产业化发展实现。

中国是一个农业大国，农村人口占总人口的70%以上，生物质一直是农村的主要能源之一，在国家能源构成中也占有重要地位。在中国，1979年以前农村能源消费量的70%以上来自生物质能源；1998年，仍有30%的农村能源来自生物质能源。但大多生物质能源以直接燃烧的利用方式为主，燃烧效率低于10%，造成了巨大的资源浪费和环境污染。

生物质能源技术发展的原始驱动力在于能源市场的需求和环境保护的压力。中国政府及有关部门对生物质能源利用极为重视，20世纪70年代初，我国为解决农村能源短缺的问题，大力开发和推广户用沼气池技术、节柴炕灶和薪炭林，为农村能源建设和农村经济发展作出了重大贡献。

20世纪90年代，中国政府一直将生物质能利用技术的研究与开发列为重点科技攻关项目，研究开发了生物质气化集中供气、气化发电、沼气发电、甜高粱茎秆制取乙醇燃料、纤维素废弃物制取乙醇燃料、生物质裂解油、生物柴油和能源植物等现代生物质能技术。在国家“十五”863计划中，多项生物质能利用新技术研究课题被列为重点课题，这些技术的研究与开发将为今后中国生物质能产业化发展提供技术支撑。

目前，秸秆发电技术已经被联合国列为重点项目推广。随着全球环境问题的日益严重，能源危机越来越紧迫以及《京都议定书》的签订，世界各国开始关心生物质能对减少$CO_2$排放上的作用；另外，由于发展生物质能源作物有利于改善环境和生态平衡，对今后人类的长远发展和生存环境有重要意义，所以许多国家已把生物质能的利用作为未来的一种重要能源来发展。欧洲的一些国家如瑞典，把生物质能作为替代核能的首要选择，丹麦更是大力发展生物质能，现在秸秆发电等可再生能源已占丹麦能源消耗量的24%。丹麦BWE公司率先研发的秸秆生物燃烧发电技术在世界上保持领先地位。

中国的生物质能十分丰富，现每年仅农作物产生的秸秆量就达7亿t，到2010年将达到8亿t，相当于3.5亿～4亿t标准煤。而随着农业和林业的发展，特别是随着速生薪炭林的开发推广，我国可利用的生物质资源将越来越多，有非常大的开发和利用潜力。《可再生能源法》的实施和与之配套的政策措施的出台，也将推动生物质能发电产业的发展。

有别于传统的火力发电，农作物秸秆发电的发展应突破3个瓶颈，即秸秆供应和成本、技术和设备以及上网电价问题。

目前，国家大力提倡和鼓励发展可再生能源、节约能源，建设节约型的社会。同时，一系列的法律、法规和综合利用的政策出台，保障了生物质能开发利用处于良好的政策环境，应该说当前发展秸秆发电项目的时机很好，其发展前景十分广阔。

## 1.2 中国生物质能资源状况

中国拥有丰富的生物质能资源，据测算，中国理论生物质能资源有 50 亿 t 左右。目前可供利用开发的资源主要为生物质废弃物，包括农作物秸秆、薪柴、禽畜粪便、工业有机废弃物、城市固体有机垃圾等。然而，由于农业、林业、工业及生活方面的生物质资源状况非常复杂，缺乏相关的统计资料和数据，加上各类生物质能资源间以各种复杂的方式相互影响，因此，生物质的消耗量是最难确定和估计的。鉴于它目前对全球能源需求所作的贡献超过其他任何形式的可再生资源，对其进行简单定量分析和描述是非常必要的。

近年来，高产的能源作物如甜高粱、甘薯、木薯、芭蕉芋、绿玉树、巨藻等，作为现代生物质能资源已引起广泛关注，众多科研机构和科技企业不断参与研究与应用，将会大幅度发展中国的生物质能资源，为生物质能源产业化提供可靠的资源保障。

### 1.2.1 传统生物质能资源

#### 1.2.1.1 农作物秸秆

中国作为一个世界上的农业大国，农作物的种类很多，而且数量也较大。水稻、玉米和小麦是 3 种主要的农作物，其产生的废弃物——秸秆是中国主要的生物质能资源之一。1995 年，中国农作物秸秆总产量为 6.04 亿 t，可获得系数为 85%，约 5.13 亿 t，相当于 3.1 亿 t 标准煤，其中水稻、玉米和小麦秸秆约相当于 2.5 亿 t 标准煤，占秸秆总产量的 84.3%左右。近年来，随着农村经济的发展，中国的农作物秸秆产量也在逐年递增，平均年增长率为 2.33%。如 1980 年，生物质能资源量约为 2 亿 t 标准煤，到 1995 年达到 3.1 亿 t 标准煤，到 2000 年，中国生物质能资源量达到 3.4 亿 t 标准煤。

在中国，农作物秸秆主要作为生活燃料、饲料、肥料和工业原料。据不完全统计，在 1995 年农作物秸秆 6.04 亿 t 总产量中，其中约有 15.0%（即 0.91 亿 t）的秸秆被用来直接还田造肥，有 25.0%（即 1.51 亿 t）的秸秆被作为饲料；约 9.0%（即 0.54 亿 t）的秸秆被用作工业原料。除此之外，约 51.0%（即 3.08 亿 t）的农作物秸秆可以作为能源用途，其中只有 1.9 亿 t 的农作物秸秆被中国

农民在民用炉灶内直接燃烧用来炊事和取暖，其余约 1.2 亿 t 则被废弃在田间地头或在田间直接焚烧掉，不仅浪费了资源，也严重地污染了环境。

#### 1.2.1.2 薪柴

薪柴是几个世纪以来人类所用的主要能源，它不仅可用于家庭，还可广泛应用于工业。中国有 1.286 亿 $hm^2$ 森林面积，森林覆盖率为 13.4%。根据统计数据，中国现有林木积蓄量达 8 亿 $m^3$ 以上。据 1989 年的森林资源调查，中国有 444 万 $hm^2$ 的薪炭林，占森林总面积的 3.72%；到 2000 年中国的薪炭林总面积达到 1000 万 $hm^2$。据估计，中国在“七五”期间年平均薪材产量约为 1.23 亿 t，约折 0.71 亿 t 标准煤；“八五”期间年平均薪材产量为 1.7 亿 t，约折 0.98 亿 t 标准煤。

以上是以理论估算的结果，而薪柴的实际消费量要大得多。20 世纪 70 年代，农村生活燃料严重短缺，造成林木植被破坏，薪柴的过耗量已达 9000 万 t，生态环境日趋恶化。至 90 年代中期，由于中国能源工业的发展，尤其是乡村煤炭工业、农村电气化和可再生能源的发展，缓解了农村能源短缺的局面，薪柴的过耗量降为 3000 万 t。据调查，1995 年共有 4800 万户农民以使用电炊、液化石油气、天然气、沼气等优质能源为主要的或部分的生活用能。

#### 1.2.1.3 禽畜粪便

禽畜粪便是另一类生物质能资源，资源量与畜牧业生产有关。从畜禽粪便的可获得性来分析，中国主要的畜禽是牛、猪和鸡。根据这些畜禽品种和体重等因素以及畜禽平均一昼夜的排粪量，可以估算出 1995 年全国畜禽粪便可获得资源的实物量为 8.5 亿 t，折合 0.78 亿 t 标准煤。目前，可收集用于生物质能生产的禽畜粪便资源主要来自大中型畜禽养殖场。据估算，1995 年中国大中型养殖场粪便污水可获得量为 16 亿 t，约合 1150 万 t 标准煤。

但是，中国的禽畜粪便主要用于农业肥料，很少用于能源消费，只在西藏、青海、宁夏和内蒙古等少数民族地区由于燃料短缺，才通过风干直接燃烧的方法利用禽畜粪便作为燃料，约 1000 万 t。此外，有少量禽畜粪便用作农村沼气原料，约 700 万 t。而我国大中型奶牛、猪、鸡养殖场约有 6000 多家，每天排出的大量粪尿及冲洗污水有 80 多万 t，是环境的一个主要污染源，但目前处理的数量还很有限。目前，全国只有 20%的粪便污水受到不同程度的厌氧或耗氧处理，其中采用沼气厌氧工程的仅为 10%左右，大多数养牛场和养猪场，80%左右的养殖场则直接将粪水排入田地及河流。

### 1.2.2 现代生物质能资源

现在，人们逐步认识到矿物能源的有限性，以及大量使用矿物能源所造成日益沉重的环境压力。在可以预见的将来，矿物能源不可避免地要退出历史舞

台。人类必须寻求新的替代能源，才能维持正常的生存条件，进入更加繁荣发达的未来社会。这一观念正在成为发展现代生物质能源工业的巨大推动力。所谓现代生物质能资源，主要指专门为能源生产工业提供生物质原料而发展的生物质能资源，如能源植物等。事实上，基于能源植物的能源农业和能源林业等概念已经在国内外形成，并通过试验、示范逐步成熟。有些现代生物质能源工业技术已经成熟，并进入推广应用阶段，如巴西甘蔗乙醇燃料等。

#### 1.2.2.1 薪炭林

以能源为目的的植树造林在中国的发展历史已有二十几年。在20世纪70年代，农村能源普遍短缺，除70%以上的秸秆用于烧柴外，还必须以掠夺性林木砍伐来满足农村居民的日常生活需求，严重地破坏了生态环境和林木资源。为制止农村能源短缺局面的延续，恢复和改善农村生态环境，中国政府启动了薪炭计划，开始了大规模植树造林活动。到1995年，森林覆盖率已从50年代初期的8%提高到了13.9%，其中薪炭林保有量已达到540万 $hm^2$，加上其他森林，每年可生产薪材约1亿t标准煤。未来20年国家将再投资建设1600万 $hm^2$ 薪炭林，届时每年将产生3亿t以上薪材。

事实上，能源用林和造纸用林之间实质上并无太大的差别，两者的目标都是既要产量高而又要使生长期（轮伐期）短。应当注意，燃料木材生产不必同其他木材生产分离开。从商用林中砍伐的过密的林木可以用作燃料，而建筑上用的轻质木料也可以从能源用林里获得。

#### 1.2.2.2 草本作物

甜高粱作物作为一种能源作物正受到人们的极大关注。它的气候适应性强，种植方法简单，有很好的遗传可变性，而且全世界很多地方都掌握了种植甜高粱的经验。高粱的耐干旱性比玉米强，具有很强的土壤适应性，对营养的要求也较低。一些杂交品种谷物的产量已达到10t/$hm^2$，含糖茎秆则为100t/$hm^2$。中国自“七五”开始就开展了甜高粱作物的研究，用高粱生产乙醇，淡季时再用乙醇作为制糖的原料。

木薯、甘薯和芭蕉芋作为生产乙醇的替代原料已引起人们的注意。木薯可以在酸性和贫瘠的土地里种植，而甘蔗则只能在比较适宜的环境下生长。在巴西，为了推动乙醇生产，木薯被当作甘蔗的补充代用品。1995年，中国甘薯种植面积952万 $hm^2$，年产甘薯3260万t，集中产地在四川、山东、河南和安徽等省，主要作为粮食、饲料和酿酒业原料。四川省已计划利用甘薯生产大省的优势，实施甘薯生产燃料乙醇发展计划，现已完成可行性研究。

## 1.3 中国生物质能发电技术的发展状况

中国政府及有关部门对生物质能源利用极为重视，已连续在四个国家五年计划中将生物质能利用技术的研究与应用列为重点科技攻关项目，开展了生物质能利用技术的研究与开发。研究的项目有户用沼气池、节柴炕灶、薪炭林、大中型沼气工程、生物质压块成型、气化与气化发电、生物质液体燃料等，取得了多项优秀成果。

在20世纪七八十年代，中国针对农村能源严重短缺的状况，主要发展了户用沼气池、节柴炕灶、薪炭林营造、大中型沼气系统等技术。到1998年，全国推广了省柴节煤炉1.85亿户；发展户用沼气688万户（其中10.9万户为集中供沼气）；大中型沼气工程748处；城市污水净化沼气池5万处，总池容积209万$m^3$；大中型沼气发电装机容量770kW，年发电量130万kWh；新营造薪炭林560万$hm^2$。农村能源总消费量为4.7亿t油当量，其中约40%为生物质能源，达2亿t标准煤。生物质能源中农作物秸秆约1.2亿t标准煤，薪柴约0.84亿t标准煤。

90年代以后，中国主要发展了生物质压块成型、气化与气化发电、生物质液体燃料等新技术。目前，村镇级秸秆气化集中供气系统近300处，供气户数3万余户；兆瓦级生物质气化发电系统已推广应用20多套。“十五”期间，中国政府再度将生物质能技术确定为国家后续能源重点发展内容，列入国家高科技发展计划（863计划）。其中，生物质气化发电技术要建设4MW规模的研究示范工程；甜高粱茎秆制取乙醇燃料技术将建设年产5000t乙醇规模的工业示范工程；纤维素废弃物制取乙醇燃料技术已进入年产600t规模的中试阶段；生物质热裂解液化技术进入年产300t粗油规模的中试阶段。此外，还开展了生物柴油、植物油、能源植物、生物质快速裂解等方面的探索性、创新性研究。

到1998年，中国在生物质能利用领域已取得重大进展，特别是沼气技术，每年所生产能源已达115万t油当量，占农村能源的0.24%；由节柴炕灶每年所节约的能量已达52.5万t油当量。近年来，中国还发展了一些新的生物质能转换技术，并投入小规模应用。如气化系统已有820余套应用于户用和集中供气，提供炊事用能、木材烘干或发电等最终用途；有800余台压缩成型机用于处理稻壳或秸秆生产固体燃料。新技术的能源产量已达254万t标准煤。

生物质能是唯一的一种既可再生，又可储存与运输的能源。中国生物质能

在能源消费中约占 20%，但大部分仍处于低效应用和直接焚烧的状况。自 20 世纪 70 年代以来，生物质能发电技术和高效利用得以发展，主要包括沼气发电、垃圾焚烧发电和生物质气化发电。

中国在生物质发电方面，已经基本掌握了农林生物质发电、城市垃圾发电、生物质致密成型燃料等技术，但目前的开发利用规模还有待扩大。到 2006 年，全国生物质发电装机容量超过 220 万 kW，其中蔗渣发电 170 万 kW，碾米厂稻壳发电 5 万 kW，城市垃圾焚烧发电 40 万 kW，此外还有一些规模不大的生物质气化发电的示范项目。2006 年，随着国家对解决三农问题政策和生物质发电价格政策等的出台，国内开始掀起秸秆、林木废弃物发电的热潮，中央和地方政府总计核准了 39 个项目，合计装机容量为 128.4 万 kW，投资预计为 100.3 亿元，截至 2006 年底，投产 5.4 万 kW。生物质气化以及垃圾填埋气发电，2006 年投产 3 万 kW，在建的有 9 万 kW。目前全国已有 10 多个生物质直燃发电项目在建，装机规模超过 20 万 kW。但是，要达到 2010 年和 2020 年生物质发电装机 500 万 kW 和 3000 万 kW 的发展目标，仍需要解决资源分散、原料收集成本高、原料供应的连续性和保证度等问题。

### 1.3.1 生物质发电技术的种类

生物质发电技术主要有直接燃烧发电、混合燃烧发电、热解气化发电和沼气发电四个种类。

（1）直接燃烧发电。直接燃烧发电是指把生物质原料送入适合生物质燃烧的特定蒸汽锅炉中，生产蒸汽驱动蒸汽轮机，带动发电机发电。直接燃烧发电的关键技术包括原料预处理技术、蒸汽锅炉的多种原料适用性、蒸汽锅炉的高效燃烧、蒸汽轮机的效率。

（2）混合燃烧发电。混合燃烧发电是指将生物质原料应用于燃煤电厂中，使用生物质和煤两种原料进行发电。混合燃烧发电主要有两种方式：一种是将生物质原料直接送入燃煤锅炉，与煤共同燃烧，生产蒸汽，带动蒸汽轮机发电；另一种是先将生物质原料在气化炉中气化生成可燃气体，再通入燃煤锅炉，可燃气体与煤共同燃烧生产蒸汽，带动蒸汽轮机发电。无论哪种方式，生物质原料预处理技术都是非常关键的，要将生物质原料处理成符合燃煤锅炉或气化炉的要求。混合燃烧的关键技术还包括煤与生物质混燃技术、煤与生物质可燃气体混燃技术、蒸汽轮机效率。

（3）热解气化发电。热解气化发电是指在气化炉中将生物质原料气化生成可燃气体，可燃气体经过净化，供给内燃机或小型燃气轮机，带动发电机发电。热解气化发电的关键技术包括原料预处理技术、高效热解气化技术、合适的内

燃机和燃气轮机。其中，气化炉要求适合不同种类的生物质原料；而内燃机一般是用柴油机或是天然气机改造的，以适用生物质燃气的要求；燃气轮机要求容量小，适合于低热值的生物质燃气。

（4）沼气发电。沼气发电是指利用厌氧发酵技术，将屠宰厂或其他有机废水以及养殖场的畜禽粪便进行发酵，生产沼气（$CH_4$），供给内燃机或燃气轮机，带动发电机发电，也有的供给蒸汽锅炉生产蒸汽，带动蒸汽轮机发电。沼气发电的关键技术主要是高效厌氧发酵技术、沼气内燃机技术和沼气燃气轮机技术。

### 1.3.2 沼气发电

中国应用最广泛的生物质能开发利用技术还是沼气工程技术。2000 年，中国工业废水年总排放量达 194.20 亿 t，废水中含有机物（COD）704.5 万 t。近期可采用厌氧发酵技术处理的工业有机废水量在 22 亿 $m^3$ 以上，估计每年实际可转化的沼气约为 60 亿 $m^3$。另外，中国畜禽养殖场每年排放 16.76 亿 t 废水和废渣（1999 年统计），近期可开发的沼气为 40 亿 $m^3$。

可见采用厌氧发酵技术每年可开发的沼气量达 100 亿 $m^3$，达到全国天然气产量的 40%。

经过近 30 年的发展，中国厌氧处理工业废水和畜禽养殖场废物的技术，已发展到中、大规模。至 2000 年底，中国已建立了 400 余处不同类型工业废水的沼气工程，年处理废水近 1 亿 $m^3$；并建立了 600 多个大中型畜禽废水、废渣的沼气工程（池容在 100$m^3$ 以上）。上述两部分合计，沼气工程装置总体积可达 150 万 $m^3$ 左右，年产沼气近 10 亿 $m^3$。

利用沼气发电的机组（发电厂）约在 200 座以上，总装机容量约 5MW，年发电量约 5400MWh；其中大中型沼气发电装机 770kW，年发电量 130 万 kWh。同时，0.5～250kW 不同容量的沼气发电机组已形成系列产品，沼气发电已在工矿企业、乡村城镇以及少煤缺水地区普遍采用。当前的发展趋势是提高机组先进性、经济性、可靠性和发展大容量机组，主要措施有：

（1）开发 100～500kW 大中型系列机组，以满足大型环保处理工程建设沼气电厂的需要。

（2）研制自动控制空气、沼气量和空气燃料比的调速装置，以及直接用沼气启动的先进装置，提高机组调速和启动性能。

（3）优化沼气气源工程设计，提高产气量。

（4）加强与机组配套的废热回收装置的研究，提高能量利用率。

（5）降低发动机噪声，改善操作环境。

1998 年 10 月在杭州天子岭填埋场，利用垃圾建成首家沼气发电厂。1999

年 6 月广州大田山沼气发电厂投入运行，日发电量 2.3 万 kWh，日处理垃圾 3000t。南京、上海、北京、深圳、北海等大中城市也正在或准备建立垃圾沼气发电厂。利用填埋垃圾产生沼气发电的技术路线是：垃圾填埋—发酵—产生沼气—燃烧—发电—产生电能。其他一些国家也十分关注中国这项技术，2000 年中国援建的突尼斯沼气发电厂已正式交付使用。

### 1.3.3 生物质能气化及发电技术

生物质气化技术是以气化和净化装置将农林废弃物等生物质燃料转换成洁净的燃气。中国每年产生稻壳大约为 4000 万 t，秸秆 7 亿 t，相当于 3.7 亿 t 标准煤，利用这些废弃物气化发电，是生物质能利用的重要方面，其中利用稻壳气化发电有较大进展。

在中国，“八五”期间国家科委安排了“生物质热解气化及热利用技术”的科技攻关专题，取得了显著成果：采用氧气气化工艺，研制成功生物质中热值气化装置；以下吸式流化床工艺，研制成功 100 户生物质气化集中供气系统与装置；以下吸式固定床工艺，研制成功食品与经济作物生物质气化烘干系统与装置；以流化床干馏工艺，研制成功 1000 户生物质气化集中供气系统与装置。“九五”期间，国家科委安排了“生物质热解气化及相关技术”的科技攻关专题，重点研究开发 1MW 大型生物质气化发电技术、小型生物质气化发电技术和农村秸秆气化集中供气技术。

近年来，中国的生物质气化技术有了长足的进步，根据不同原料和不同用途主要发展了三种工艺类型。第一种是上吸式固定床气化炉，其气化效率达 75%，最大输出功率约 1400MJ/h。该系统可将农作物秸秆转化为可燃气，通过集中供气系统供给用户居民炊事用能。第二种是下吸式固定床气化炉，其气化效率达 75%，最大输出功率约 620MJ/h。该系统主要用于处理木材加工厂的废弃物，每天可生产 2600$m^3$ 可燃气，作为烘干过程的热源。第三种是循环流化床气化炉，其气化效率达 75%，最大输出功率约 2900MJ/h。该系统主要处理木材加工厂的废弃物（如木粉等），为工厂内燃机发电提供燃料，其 1MW 电站系统已在三亚成功运行 3 年，并在全国推广 20 余套。

中国生物质资源丰富，生物质气化发电具有较好的生存条件和发展空间，所以，在中国大力发展生物质气化发电技术可最大限度地体现该技术的优越性和经济性，也是解决农村秸秆焚烧问题的有效方法之一，对中国农村的现代化建设有重要意义。

中国有良好的生物质气化发电基础，早在 20 世纪 60 年代初就开展了该方面的工作。在原来谷壳气化发电技术的基础上，对生物质气化发电技术作了进

一步的研究，主要对发电容量大小和不同生物质原料进行了探索，先后完成了2.5～200kW 的各种机组的研制。中国近几年特别重视中小型生物质气化发电技术的研究和应用，开发的中小规模生物质气化发电技术具有投资少，灵活性好等特点。已研制的中小型生物质气化发电设备功率从几千瓦到 4000kW，气化炉的结构有层式下吸式气化炉、开心式气化炉、下吸式气化炉和循环流化床气化炉 4 种，采用单燃料气体内燃机和双燃料内燃机，单机最大功率 200kW。开发出的循环流化床气化发电系统，对于处理大规模生物值具有显著的经济效益，推广很快，已经成为国际上应用最多的中型生物质气化发电系统。

但由于生物质种类的复杂性和气化发电技术本身固有的特点，还有灰处理、焦油、气体净化、废水处理等问题有待解决。

第一台装机容量为 160kW 的稻壳气化发电装置于 1981 年在江苏苏州八圻米厂成功运行，以后又不断发展成为商品，共有 60、160、200kW 3 种规格，至 1998 年底，共开发了 300 多台。这些稻壳气化发电装置的特点是：

（1）固定床气化炉（层式下吸式）是应用的主要炉型。

（2）全部发电装置都是内燃机，单位机组的最大发电容量为 200kW。

（3）除了应用旋风分离器以去除气体中的固体颗粒以外，水洗是去除气体中焦油的主要方法。

在上述气化发电系统中，由于固定床气化炉的生产强度较低，每平方米炉截面小于 200kg/h，与 200kW 发电机组相配套的气化炉的直径已经达到 2m，如果扩大发电容量，就要另配气化炉，即一台气化炉配一套 200kW 发电机组。而碾米厂的规模有不断扩大的趋势，因此需要寻求生产强度大、气化效率高的气化装置与之匹配。

### 1.3.4 生物质直接燃烧发电

生物质直接燃烧发电的技术特点是利用锅炉直接燃烧生物质，产生蒸汽驱动汽轮发电机组发电。由于这种发电方式规模较大（2 万 kW）、效率高、运行成本低，受到电力行业的重视，国家电网公司、五大发电集团公司以及许多其他单位都准备建设 2 万 kW 左右的大型生物质能发电厂。

生物质直接燃烧的关键技术和设备是生物锅炉和小型蒸汽轮机发电机组。中国还没有开发出用于燃烧秸秆等生物质的专用锅炉，所以中国最近准备建设的大型秸秆发电厂大多数采用丹麦 BWE 公司的技术和设备。

中国的小型蒸汽轮机总体上看技术比较成熟，造价较低，但同时效率也较低，如表 1-1 所示。

表 1-1 小型凝汽式蒸汽轮机性能

| 汽轮机规模（kW） | 进汽参数 | | 总进汽量（t/h） | 单位耗汽量（kg/kWh） | 发电效率（%） | 参考价格（万元） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | （MPa） | （℃） | | | | |
| 1500 | 2.35 | 390 | 8.4 | 5.60 | 20.0 | 130 |
| 3000 | 3.43 | 435 | 14.8 | 4.93 | 22.1 | 180 |
| 6000 | 3.43 | 435 | 28.5 | 4.75 | 22.9 | 290 |
| 12000 | 3.43 | 435 | 55.6 | 4.63 | 23.5 | — |
| 25000 | 3.43 | 435 | 111.0 | 4.44 | 24.5 | 900 |

目前国内的秸秆发电主要是小规模的气化炉发电技术，而用于燃烧发电的秸秆锅炉几乎未有专门的产品。因此，拟采用较大规模秸秆燃烧发电的地方纷纷引进国外技术进行秸秆燃烧发电。

中国已有相当多的锅炉生产企业纷纷研制生产出各种类型的生物质锅炉，技术已基本成熟，种类主要是木柴（木屑）锅炉、甘蔗渣锅炉、稻壳锅炉，而且锅炉的容量、压力参数等可根据用户的需要进行设计。木材锅炉和甘蔗渣锅炉系列品种较全，应用广泛，锅炉容量、蒸汽压力和温度范围大，但由于国内生物质燃料供应不足，国内市场应用多为中小容量产品，大型设备主要是出口到国外生物质供应量较集中的国际市场。

现已经建成的大型秸秆发电厂项目有国能单县 2.5 万 kW 秸秆发电厂、国能威县 2.5 万 kW 秸秆发电厂、国能成安 2.5 万 kW 秸秆发电厂、国能高唐秸秆发电厂、国能垦利 2.5 万 kW 秸秆发电厂。正在兴建的大型秸秆发电厂项目有河北省晋州市秸秆发电厂、江苏省如东县 2.5 万 kW 秸秆发电厂等。

### 1.3.5 垃圾焚烧发电

随着城市规模的不断扩大、城市人口的急剧攀升，城市垃圾处理已经成为中国各个城市非常头痛的问题。中国生活垃圾焚烧技术研究起步于 20 世纪 80 年代中期，随着东南沿海地区和部分中心城市生活垃圾热值提高，已有深圳等少数城市采用焚烧技术处理和利用垃圾资源，并在引进国外先进技术设备的基础上开始设备国产化。如深圳市政环卫综合处理厂 1988 年引进日本三菱垃圾焚烧技术建成国内首座城市垃圾发电厂，先后配套了 6000kW 蒸汽发电机组，而其 3 号炉的设备国产化率达到了 85%。珠海、宁波等地也兴建了城市垃圾焚烧发电厂。虽然垃圾填埋仍然是目前中国处理垃圾的主要方式，但随着国民经济和城市建设的发展及环保标准的提高，新建垃圾填埋场受到越来越多限制，同时垃圾中可燃物增加，热值明显提高，将使垃圾焚烧成为中国垃圾处理的主要技术之一。所以，大力发展城市垃圾焚烧发电技术，不仅能解决垃圾处理问题，

减少环境污染，还能在一定程度上缓解能源紧张状况。

同时，中国的环保企业也纷纷研发了一些小型垃圾气化环保设备。如广州市通用新产品开发有限公司的处理城镇（小区）生活垃圾的FQZ系列气化焚烧炉（15～100t/d），余热进行回收利用产生热水、蒸汽或发电；广东省博罗九能高新技术工程有限公司的JN系列医疗垃圾热解焚烧炉，可彻底无害化处理特种医疗垃圾；上海工程成套建设总公司生产的垃圾干馏气化焚烧炉也用于处理城市生活垃圾，并回收余热产生热水、蒸汽或发电。

据统计，1998年中国688座城市产生垃圾1.4亿t，城市垃圾存量约为60多亿t，且每年以8%～10%的速度增长，垃圾侵占土地已超过5亿$m^2$。目前城市人均垃圾年产量达400kg，2001年全国生活垃圾产生量达1.6亿t。因此，发展垃圾发电十分必要。如果将全国每年产生垃圾的1/3有效用于发电，相当于每年节省煤炭2100万t。目前，很多城市都制定了垃圾焚烧发电规划，其中每天计划焚烧1000t垃圾进行发电的城市已达数十座，垃圾发电市场前景十分广阔。

迄今，已建成和在建的主要垃圾发电厂如表1-2所示。

**表1-2　　已建成和在建主要垃圾发电厂**

| 发电厂名 | 省份 | 装机容量（MW） | 处理垃圾量（t/d） | 焚烧技术 | 投产日期 |
|---|---|---|---|---|---|
| 郑州荥锦 | 河南 | 2×12 | 1000 | 异重循环流化床 | 2002年9月 |
| 乔司 | 浙江 | 1.2 | 100 | 异重循环流化床 | 2002年12月 |
| 绍兴 | 浙江 | 2×1.5 | 200 | 循环流化床 | 2001年8月 |
| 哈尔滨 | 黑龙江 | 2×1.5 | 200 | 循环流化床 | 2002年10月 |
| 南京水阁 | 江苏 | 1.5 | 500 | 垃圾沼气发电 | 2002年7月 |
| 滨海双港 | 天津 | 18 | 1200 | 循环流化床 | 在建 |
| 李坑 | 广州 | 2×1.5 | 1000 | 垃圾沼气发电 | 在建 |
| 太原 | 山西 | 2×12 | 1000 | 循环流化床 | 在建 |
| 长春 | 吉林 | 12 | 900 | 循环流化床 | 在建 |
| 石家庄 | 河北 | 8.2 | 500 | 循环流化床 | 在建 |
| 汉阳 | 湖北 | — | 1500 | — | 拟建 |

由表1-2可见，中国运行中的最大垃圾焚烧电厂是河南省郑州荥锦垃圾电厂，于2002年9月投产发电。这项工程投资2.45亿元，占地4200$m^2$，发电装机容量为2×12MW，每天将为郑州市处理生活垃圾1000t。它采用煤、垃圾按质量2∶8比例配料燃烧，垃圾燃烧后体积减少90%以上，质量减轻80%以上。此项工程为河南省产业化示范工程，其发电装机容量和垃圾日处理能力居国内

同类厂之最。

南京水阁垃圾气化发电厂采用了先进的垃圾气化技术。这套技术把垃圾经过加压成为固态棒体，放到特制的气化炉内燃烧，20min 后就变成了可燃气体，进入低热值的内燃发电机。经过气化，燃烧排放的二噁英含量，只有世界最严格的欧盟排放标准的 1/5，而这一切都由国产设备完成。2008 年要在江北建设日处理量 600t 的垃圾气化发电厂，2009 年在江南建设日处理 1800t 垃圾的气化发电厂，努力实现南京城市垃圾资源化利用的目标。

哈尔滨的垃圾焚烧发电厂于 2002 年 10 月投产运行，是一座利用国际无偿援助技术、设备建设的垃圾焚烧余热利用示范项目。该项目是日本国经济产业省（METI）和中国国家发展计划委员会（SDPC）推行的“绿色援助计划”之一，以帮助中国解决节能及环保问题为目的。

于 1998 年开始兴建的哈尔滨垃圾焚烧发电示范项目，是由市政府主抓，黑龙江新世纪能源建设有限公司承建的，上市公司龙电股份和岁宝热电投入 6000 万元人民币，日本 NEDO“绿色援助计划”提供先进的流化床焚烧技术设备，价值 9000 万元人民币。可日处理垃圾 200t，占全市垃圾总量的 1/15，日发电量 5 万 kWh，发电装机容量 3000kW。在试运行中已累计焚烧处理垃圾 12000t，发电 450 万 kWh。

日方提供的回旋流式循环流化垃圾焚烧炉，其焚烧技术是国际上最先进的、适应性很强的焚烧技术，它可使垃圾体积减少 90%，质量减轻 80%，炉内平均温度达 800℃，能够使生活垃圾充分燃烧，并有效分解二噁英等污染物，所排烟气达到国家环保标准。

日处理垃圾 1000t 的广州市李坑垃圾焚烧发电厂，可处理广州 100 万人口的生活垃圾，使广州市 1/5 的垃圾得到综合处理。该发电厂位于广州市白云区龙归镇李坑，占地 10 万 $m^2$，厂区的绿化面积大于 50%，是一个花园式的工厂。项目总投资约 7.2 亿元，其中包括 1395 万美元的西班牙政府贷款。本项目采用的垃圾焚烧和烟气处理技术符合国家标准，达到了发达国家的水平。

中国已出台了有关政策，鼓励外商投资城市垃圾处理产业。如在税收方面，实行“即征即退”的增值税政策；在融资上，可以得到银行优先安排的建设贷款，国家给予 2%的财政贴息。此外，各地方政府也分别出台相应的优惠政策，如垃圾发电厂满负荷发电，将给予优惠的售电价格等。有关专家称，中国已开始全面实行城市垃圾处理收费制度，这将进一步保证投资者的未来收益。

### 1.3.6 生物质发电技术的应用条件

如前所述，四种生物质发电技术可分为两大类，即直接燃烧后蒸汽发电和生物质气化发电，见表 1-3。生物质直接燃烧发电技术已基本成熟，进入推广应用阶段，这种技术大规模下效率较高，单位投资也较合理。但它要求生物质集中，数量巨大，如果考虑生物质大规模收集或运输，成本较高，适于现代化大农场或大型加工厂的废物处理等，对生物质较分散的发展中国家不适合。

表 1-3 生物质发电方式比较

| 发电方式 | 直接燃烧 | 气化燃烧 | 直接混燃 | 气化混燃 |
|---|---|---|---|---|
| 技术特点 | 利用锅炉直接燃烧后产生蒸汽发电 | 气化后利用燃气轮机或内燃机发电 | 生物质与煤直接混合后在锅炉里燃烧 | 生物质气化后与煤在锅炉中一起燃烧 |
| 主要优点 | 技术成熟、规模较大、原料预处理简单、设备较可靠、运行成本较低 | 污染排放较低、小规模效率较高、规模灵活、投资较少 | 技术简单、使用方便；设备投资省 | 通用性较好、对原燃煤系统影响很少；经济效益较明显 |
| 主要缺点 | 污染排放较高、原料较单一、投资较大 | 设备较复杂、大规模的发电系统仍未成熟、设备维护成本较高 | 生物质预处理要求较严，对原系统有些影响 | 增加气化设备、管理较复杂；有一定的金属腐蚀问题 |
| 应用条件 | 大型发电系统 | 中小型发电系统 | 木材类原料、特种锅炉 | 要求处理大量生物质的发电系统 |

生物质气化发电是更洁净的利用方式，几乎不排放任何有害气体。中小型生物质气化发电技术在发达国家已经成熟，但由于规模小，过程复杂，在发达国家没有竞争力；而其造价（1200 美元/kW 以上）和运行成本都较高，在发展中国家也很难进入市场。但中国开发的中小规模生物质气化发电技术具有投资少，发电成本较低，灵活性好的特点，是同类技术中最具竞争力的技术之一。小规模的生物质气化发电已进入商业示范阶段，适合生物质的分散利用，比较符合发展中国家的情况。

大型生物质整体煤气化联合循环（简称 IGCC）的发电成本与燃料价格、发电规模关系很大，通过理论分析测算，对于生物质 IGCC 发电系统，在生物质价格大约为 250 元/t 时，70MW IGCC 发电厂的发电成本大约为 0.35 元/kWh，几乎与小型的煤发电电厂成本相当。但由于 70MW 的规模需要的生物质量非常大（约 2000t/d），而且投资也很高，有条件建设这种项目的国家或企业很少，而小规模下的经济性将明显降低，所以这种项目近期要进入应用是相当困难的。

### 1.3.7 生物质能源技术特点

（1）技术开发取得长足进步，涌现了一批商业化和准商业化技术，但大部

分技术仍处于研究开发或试点示范阶段。

生物质气化、沼气作为一项较成熟的技术，在全国得到较大规模的应用。目前全国拥有沼气池1000多万口，大中型工程1900多处，年产沼气47亿$m^3$；同时在生物质气化和供气、生物质发电和生物液体燃料方面也进行大量研究和示范工程。目前生物质能发电工程近100处，装机容量约200万kW，其中直燃发电2.5万kW的发电工程6处，蔗渣发电工程80多万kW，其余为稻壳等农业废弃物、林业废弃物、沼气和垃圾发电工程。乙醇燃料生产已接近100万t，生物油和能源作物的开发正在进行，其中，甜高粱制取酒精的技术的试产规模达到年产5000t，初步具备商业化发展的条件。

（2）产业建设初具规模，但市场容量仍小。随着技术的进步与发展，我国生物质能源产业也逐步发展，并形成了一定的规模。从能量的观点看，目前新的可再生能源每年提供的能源量近4900万tce，与1990年相比增加3200多万tce；但相对于整个能源系统来说，其市场规模仍然很小，仅是2002年全国一次能源总消费量的2.8%，详情见表1-4和表1-5。

**表1-4　　中国2002年各种可再生能源开发利用量**

| 各种可再生能源 | 开发利用量 | Mace |
|---|---|---|
| 大中型水电 | 184.3TWh | 67.2 |
| 生物质能传统利用 | 255.5 | 279.8 |
| 新的可再生能源 | | 48.9 |
| 小水电 | 31.0GW,103.7TWh | 37.8 |
| 生物质能 | | 4.08 |
| 户用沼气 | 1110万户，产气37亿$m^3$ | 2.64 |
| 大中型沼气 | 1300多处，产气10亿$m^3$ | 0.71 |
| 秸秆气化 | 488处，产气1.5亿$m^3$ | 0.02 |
| 蔗渣发电 | 800MW，2000GW | 0.71 |
| 直燃发电 | 2.5万kW 6处 | |
| 太阳能 | | 5.86 |
| 热水器 | 4000万$m^2$ | 4.80 |
| 被动太阳房 | 2660万$m^2$ | 0.80 |
| 太阳灶 | 47.8万$m^2$ | 0.24 |
| 光伏电池 | 25MW，50GWh | 0.02 |
| 地热 | | 0.65 |
| 直接利用 | 0.6Mtce | 0.60 |
| 发电 | 28MW，140GWh | 0.05 |

续表

| 各种可再生能源 | 开 发 利 用 量 | Mace |
|---|---|---|
| 风力发电 | | 0.45 |
| 并网风力机 | 460MW，1245GWh | 0.44 |
| 小微型风力机 | 33MW，34GWh | 0.01 |
| 总　　计 | | 395.90 |

注　1　发电量按火电厂发电煤耗折标准煤。

2　太阳能热水器每平方米集热面积每年提供 120kgce 能源，被动太阳房每平方米每年（采暖季）提供 30kgce 能源，太阳灶每台每年提供 5000kgce 能源。

3　沼气和秸秆气化生产的燃气的热值分别为 0.714kgce/$m^3$ 和 0.157kgce/$m^3$。

4　资料来源：中国能源研究会主办《能源政策研究》，2003 年 6 月。

**表 1-5　　中国 1990～2002 年可再生能源占一次能源总消费量比重**

| 各一次能源 | 1990 | | 2000 | | 2002 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Mace | % | Mace | % | Mace | % |
| 煤 | 752.1 | 60.2 | 861.3 | 56.3 | 978.3 | 55.2 |
| 石油 | 163.8 | 13.1 | 320.5 | 21.0 | 346.3 | 19.6 |
| 天然气 | 20.7 | 1.6 | 32.6 | 2.1 | 40.0 | 2.3 |
| 核电 | 0 | 0 | 6.3 | 0.4 | 10.4 | 0.6 |
| 可再生能源 | 313.3 | 25.0 | 309.4 | 20.2 | 395.9 | 22.3 |
| 其中：大中型水电 | 34.3 | 2.7 | 53.1 | 3.5 | 67.2 | 3.8 |
| 生物质能源传统利用 | 362.0 | 21.0 | 219.1 | 14.3 | 279.8 | 15.8 |
| 新可再生能源 | 17.0 | 1.4 | 37.4 | 2.4 | 48.9 | 2.8 |
| 总　　计 | 1250.0 | 100.0 | 1530.1 | 100.0 | 1770.9 | 100.0 |

注　资料来源同表 3-27。

## 1.4　国外生物质能发电技术现状

20 世纪的两次石油危机给西方国家的经济带来沉重的打击，同时也大大促进了全球范围内可再生能源的发展。从 20 世纪 70 年代开始，尤其是近年来，可再生能源已逐渐成为常规化石燃料的一种替代能源，世界上许多国家或地区将可再生能源作为其能源发展战略的重要组成部分：美国的加利福尼亚州计划在 2017 年，20%的电力将来自可再生能源（2002 年已经达到 12%）；欧盟计划在 2010 年，22%的电力或整个能源的 12%将来自可再生能源（1999 年可再生能源电力为 14%，1997 年占整个能源的 6%）；德国计划在 2020 年，20%的电力，以及在 2050 年，整个能源的 50%将来自可再生能源（2002 年电力占 6.8%）；

日本计划在2010年光伏发电达到483万kW（2003年为88.7万kW）；拉丁美洲计划在2010年整个能源的10%要来自可再生能源。

由于生物质能源技术战略地位如此重要，进入21世纪以来，世界各国尤其是欧盟，以及英国、美国、丹麦、澳大利亚等国家都重新修订了能源政策，确立了以新世纪、新能源、新政策为主题的能源发展战略。除了美国仍然把能源供应的战略重点放在确保海外油气供应、大力发展核能之外，其他国家都突出了再生能源技术在整个能源战略中的地位和作用。特别是欧盟国家，已经把可再生能源技术放在整个能源战略中最突出的地位，计划到2050年，可再生能源技术提供的能源要在整个能源构成中占据50%的比例。2002年欧盟在1997年制订的可再生能源技术发展白皮书的基础上，充分考虑了自1997年后生物质能源技术发展的新形势，开始着手制订新版本的发展战略和规划。欧盟提出的新目标是：到2010年风力发电达到40GW，其中海上风力发电达到5GW；2020年风力发电达到150GW，其中海上风力发电达到50GW；要求风力发电装机容量占整个欧盟发电装机容量的15%以上。美国提出了绿色电力计划，逐步提高绿色电力，主要是风力发电、生物质能源发电等。

尽管世界各国在发展生物质能源技术方面的目的和路线有所差异，但是大幅度提高可再生能源在能源供应中的战略地位则是共同的趋势。

作为清洁的可再生能源，生物质能的利用已成为全世界的共识。欧美许多国家的政策法规不仅鼓励生物质能的研究和开发，而且给予适当的财政支持，刺激其发展。

目前，在奥地利、丹麦、芬兰、法国、挪威、瑞典和美国等国家，生物质能在总能源消耗中所占的比例迅速增加。芬兰是欧盟国家利用生物质发电最成功的国家之一。

奥地利成功地推行了建立燃烧木材剩余物的区域供电站的计划。生物质能在总能耗中的比例由原来大约2%～3%急增到1999年的10%，并在20世纪末增加到了25%。到目前为止，该国已拥有装机容量为1～2MW的区域供热站80～90座，年供应10MJ的能量。

瑞典正在实行利用生物质进行热电联产的计划，使生物质能在转换为高品位电能的同时满足供热的需求，以大大提高其转换效率。1991年，瑞典地区供热和热电联产所消耗的燃料，26%是生物质。

美国在利用生物质能发电方面处于世界领先地位，1992年，利用生物质发电的电站约有1000家，发电装机容量已达650万kW，年发电42亿kWh，消耗4500万t生物质燃料。美国还重视木质能源在林产品工业中的应用，1980

年，美国 14 家最大的林产品公司利用木质燃料提供了自身所需要的 70%的能量。1980～1986 年，绝大多数新建的林产品制造厂均从本身的剩余物中获得了所需的几乎全部的能量。

德国计划到 2010 年把新能源发电比例提高到 12.5%。目前进行的一个示范性工程“劳艾克”，就是要用农场和工厂所产生的废料来发电，为 1000 户居民提供电力。像“劳艾克”这样遍布德国的生物能工程项目是政府增大新能源发电的基本单位，还有风能和太阳能。在德国西部省份北莱茵威斯特伐里亚，新能源发电所占比例已经达到 6%，劳艾克生物能工厂就位于这个地方。劳艾克每年使用的废料为 1.2 万 t，其中的 6000t 为猪粪和牛粪，其他 6000t 为剩饭剩菜以及其他可降解的废弃生物质。德国农业部长估计，如果全国两亿多吨废料和其他可用废弃物全部用于生产生物质能，其中的一半用于生产能源或者发电，德国 170 万个家庭可用其供热，400 万个家庭的全部电力需求可由它来满足。

丹麦积极开发清洁可再生能源。能源一直依赖进口的丹麦，大力推广节能措施的同时，积极开发清洁可再生能源，靠新兴替代能源成为石油出口国。秸秆发电遍及丹麦，只有 500 万人口、4.3 万 $km^2$ 土地的丹麦，秸秆发电等可再生资源占了全国能源消费量的 24%以上。据丹麦王国能源署介绍，丹麦的农作物主要有大麦、小麦、燕麦和黑麦，其秸秆过去除小部分还田或做饲料外，大部分被农民或农场主在田野焚烧了。这不仅污染环境、影响交通，而且造成生物能源的严重浪费。20 世纪 70 年代的石油危机，促使一直依赖石油作为唯一能源的丹麦推行多样化政策，积极开发生物质能和风能、太阳能等可再生能源。丹麦 BWE 公司率先研发秸秆直接燃烧发电技术，在这家欧洲著名能源研发企业的努力下，1988 年丹麦诞生了第一座秸秆直接燃烧发电厂。目前，这里已建立了 130 家秸秆发电厂，还有一部分烧木屑或垃圾的发电厂也能兼烧秸秆。秸秆发电技术现已走向世界，被联合国列为重点推广项目。

目前，发达国家大型生物质发电系统主要采用 IGCC 技术，主要问题是系统造价高。例如，意大利 12MW 的生物质 IGCC 示范项目的发电效率约为 31.7%，但建设成本高达 25000 元/kW，发电成本达 1.2 元/kWh。近年来，发达国家也进行了其他技术的研究，如比利时和奥地利的生物质气化—外燃式燃气轮机发电技术，美国的史特林循环发电技术等，可在提高发电效率的前提下降低生产成本。

### 1.4.1 直接燃烧发电

欧洲等国的生物质直接燃烧发电技术较成熟，生物质废弃物发电利用率高，以丹麦研发的秸秆燃烧发电技术的广泛应用可见直接燃烧发电在生物质发电技

术中的重要性。

丹麦南部的洛兰岛马里博秸秆发电厂，由丹麦国家电力公司投资建设，采用 BWE 公司的技术设计和锅炉设备，装机容量 1.2 万 kW，总投资 2.3 亿丹麦克朗。电厂实行热电联供，年发电 5000 万 kWh，每小时消耗 7.5t 秸秆，为马里博和萨克斯克宾两个镇 1 万户 5 万人口供应热和电。全厂一共只有 10 名职工，电厂自动化程度很高，可以做到无人值守。

电厂的整个运行流程如下：载重汽车将成捆的秸秆运进电厂的第一个车间——原料库，吊装机伸出铁臂抓起秸秆整齐地堆放在库中；传送带将库里的秸秆一捆接一捆地送往紧邻的封闭型切割装置，秸秆在这里被加工切割成一段段不规则的短秆；短秆被源源不断地送进锅炉燃烧，产生 540℃的高压蒸汽，推动汽轮机发电；另有专门的管道供热；从连接锅炉的空气预热器中伸出一条长长的管道，与电厂烟囱相连，管道中部装有一个较大的漏斗状滤器，专门回收炉灰，作为肥料提供给农民。炉灰是很好的钾肥，农民每卖 1t 秸秆不仅能得到 400 丹麦克朗，还能免费得到电厂返还的 40kg 炉灰。整个秸秆资源得到了循环利用，没有多少资源浪费和污染排放。

位于丹麦首都哥本哈根南郊海滨的阿文多发电厂，装机容量 85 万 kW，是一座可在同一炉体燃烧煤、油、天然气和秸秆、木屑压缩颗粒的多燃料方式发电厂。

丹麦的秸秆燃烧发电技术现已走向世界，被联合国列为重点推广项目。瑞典、芬兰、西班牙等多个欧洲国家由 BWE 公司提供技术设备建成了秸秆发电厂，其中位于英国坎贝斯的生物质能发电厂是目前世界上最大的秸秆发电厂，装机容量 3.8 万 kW，总投资约 5 亿丹麦克朗。

### 1.4.2 垃圾燃烧发电

最先利用城市生活垃圾发电的是德国和美国。自 20 世纪 70 年代以来，垃圾焚烧技术在发达国家得到较快发展，目前以欧美、日本等发达国家最具代表性。主要焚烧炉型有机械炉排炉、流化床炉、回转窑炉、模组式炉等，其中机械炉排焚烧炉是目前大型生活垃圾焚烧炉的主流设备，但流化床焚烧炉具有较好的潜在应用特性。美国垃圾焚烧发电约占总垃圾处理量的 40%，已建立了几百座垃圾电站，在底特律市有日处理垃圾 4000t 的垃圾发电厂。日本城市垃圾焚烧发电技术发展更快，垃圾焚烧处理的比例在 20 世纪 90 年代中期达到 75%，欧洲许多国家的焚烧比例也都接近或超过填埋比例。

发达国家已有很多厂家致力于垃圾气化技术的开发，包括固定床式、旋转窑式、流化床炉式气化。如在美国有一些应用的水平固定式气化炉，炉体分为

一次燃烧室和二次燃烧，分段供气燃烧，余热回收利用蒸汽或热水；另一种垂直固定式气化炉用于处理高密度垃圾衍生燃料（RDF）或较均匀的垃圾。瑞士热选（Thermo select）公司开发的热选式气化技术，将垃圾压缩至方形热分解罐内加热气化，再注入氧气并利用助燃将灰熔融温度提高至1700℃，热解气在后续设备中被洗涤后进行气体回收或气体发电，已在意大利建造了实验工厂。日本川崎制铁公司引进此技术建造了规模为300t/d的工厂。德国PKA公司开发的PKA气化技术利用旋转窑将垃圾气化，热解气体经洗涤净化后，直接用于发电，该技术还为日本东芝公司引用开拓日本市场。

### 1.4.3 混合燃烧

由于生物质的能量密度低、体积大，运输过程增加了$CO_2$的排放，不适应集中大型生物质发电厂。而分散的小型电厂，投资、人工费高，效率低，经济效益差。所以在大型燃煤电厂，将生物质与矿物燃料联合燃烧成为新的概念。它不仅为生物质和矿物燃料的优化混合提供了机会，同时许多现存设备不需太大的改动，使整个投资费用降低。更积极的影响是大型电厂的可调节性大，能适应不同混合燃烧，使混燃装置能适应当地生物质的特点。

大多数燃煤电厂燃烧粉煤，生物质必须经过预处理，因为磨煤机不适合粉碎树皮、森林残余物或木块等生物质。生物质与煤炭的混合燃烧具有很大的潜力，这项技术十分简单，并且可以迅速减少二氧化碳的排放量，该技术在斯堪的纳维亚半岛和北美地区使用相当普遍。在美国，有300多家发电厂采用生物质能与煤炭混燃技术，装机容量达6000MW，还有更多的发电厂将可能采纳这一技术。奥地利最大的电力供应商VERBUND对以下四种方式进行了研究：

（1）生物质在一个独立系统中燃烧，产生的热用于现有电厂的锅炉。

（2）生物质在组装于燃煤锅炉炉膛中的炉排上燃烧。

（3）用专用粉碎机粉碎生物质，在燃煤锅炉中与粉煤一起燃烧。

（4）生物质在气化炉中气化，燃气作为锅炉燃料。

研究结果表明，（2）、（4）具有较强的实用性。

但混合燃烧存在以下问题：

（1）由于生物质含水量高，使产生的烟气体积较大。而现有锅炉一般为特定燃料而设计，产生的烟气量相对稳定，所以烟气超过一定限度，热交换器很难适应。因此，混合燃烧中生物质的份额不宜太多。

（2）生物质燃料的不稳定性使锅炉的稳定燃烧复杂化。

（3）生物质灰的熔点低，容易产生结渣问题。

（4）如使用含氯生物质，如秸秆、稻草等，当热交换器表面温度超过400℃时，会产生高温腐蚀。

（5）生物质燃烧生成的碱，会使燃煤电厂中脱硝催化剂失活。

在传统火电厂中进行混合燃烧，遵从生物质发电的工艺路线，既不需要气体净化设备，也不需要小型发电系统，可从大型传统电厂中直接获利。

### 1.4.4 生物质气化发电

小型生物质气化发电系统一般指采用固定气化设备，发电规模在200kW以下的气化发电系统，主要集中在发展中国家，特别是非洲的一些国家，以及印度和中国等东南亚国家。美国，以及欧洲的一些发达国家虽然小型生物质气化发电技术非常成熟，但由于发达国家生物质能源相对较贵，而能源供应系统完善，对劳动强度要求大，使用不方便的小型生物质气化发电技术应用非常少，只有少数供研究用的实验装置。

中型生物质气化发电系统一般指采用流化床气化工艺，发电规模在400～3000kW的气化发电系统，在发达国家应用较早，技术较成熟，但由于设备造价很高，发电成本居高不下，所以在发达国家应用极少，目前仅在欧洲有少量的几个项目。

大型生物质气化发电系统相对于常规能源系统仍是非常小的规模，所以大型生物质气化发电系统只是相对的。考虑到生物质资源分散的特点，一般把大于3000kW，而且采用了联合循环发电方式（IGCC）的气化发电系统归入大型的行列。在国际上，大型生物质气化发电系统的技术远未成熟，主要的应用仍停留在示范和研究阶段。生物质IGCC作为先进的生物质气化发电技术，能耗比常规系统低，总体效率可大于40%，从1990年起引起了很多国家极大的兴趣。目前国际上有很多发达国家开展这方面研究，如美国Battelle（63MW）和夏威夷（6MW）项目，欧洲的英国（8MW）和芬兰（6MW）的示范工程等。但由于其经济性较差，以意大利12MW的IGCC示范项目为例，建设成本高达25000元/kW，发电成本约1.2元/kWh，目前仍未真正进入市场，有待进一步探索研究。如瑞典的Varna生物质示范电站是欧洲发达国家一个B/IGCC发电示范项目，它的主要目的是建设一个完善的生物质IGCC示范系统，研究生物质IGCC的各部分关键过程。所以该生物质发电站更适合于生物质气化发电的R&D活动，而不是完全的商业化运行，投资和运行成本都非常高。该项目采用了目前欧洲在生物质气化发电技术研究的所有最新成果，包括采用高压循环流化床气化技术（18MW）、高温过滤技术、燃气轮机技术（4.2MW）和余热蒸汽发电系统。

### 1.4.5 沼气发电

沼气技术主要为厌氧法处理禽畜粪便和高浓度有机废水，是发展较早的生物质能利用技术。20 世纪 80 年代以前，发展中国家主要发展沼气池技术，以农作物秸秆和禽畜粪便为原料生产沼气作为生活炊事燃料，如印度和中国的家用沼气池；而发达国家则主要发展厌氧技术处理禽畜粪便和高浓度有机废水。

目前，日本、丹麦、荷兰、德国、法国、美国等发达国家均普遍采取厌氧法处理禽畜粪便，而像印度、菲律宾、泰国等发展中国家也建设了大中型沼气工程处理禽畜粪便的应用示范工程。

美国、英国等发达国家将沼气发电技术主要用于垃圾填埋场的沼气处理工艺中。目前，美国在沼气发电领域有许多成熟的技术和工程，处于世界领先水平，20 世纪末已有 61 个垃圾填埋场使用内燃机发电，加上使用汽轮机发电的装机，总容量已达 340MW。美国纽约斯塔藤垃圾处理站投资 2000 万美元，采用湿法处理垃圾，日产 26 万 $m^3$ 沼气，用于发电、回收肥料，效益可观，预计 10 年可收回全部投资。另外在奶牛场，农民积极利用牛粪沼气发电，目前加州的十几个奶牛场正在兴建沼气发电装置。欧洲用于沼气发电的内燃机，较大的单机容量在 0.4～2MW，填埋沼气的发电效率约为 1.68～2kWh/$m^3$。英国垃圾沼气的开发利用仅次于美国，垃圾沼气发电技术的开发和示范比较成功，垃圾沼气的发电成本大幅度下降。20 世纪末英国以垃圾为原料实现沼气发电 18MW，今后 10 年内还将投资 1.5 亿英镑，建造更多的垃圾沼气发电厂。荷兰 IC 公司采用新的自循环厌氧技术，已使啤酒废水厌氧处理的产气率达到 10$m^3$/d 的水平，从而大大节省了投资、运行成本和占地面积。

## 1.5 中国生物质能发电存在的问题及原因分析

近年来，国内外发电行业对生物质资源的开发利用给予了极大的关注，生物质能发电正蓬勃兴起。在中国，以秸秆发电、沼气发电与生物质气化发电为主的新兴发电技术正在大力开发中，但这些技术在应用过程中仍存在不少问题需要解决。

传统化石能源供应紧张和环保问题日益突出，已经成为制约中国经济社会可持续发展的主要瓶颈。作为重要的替代补充能源，资源丰富、清洁环保的风能、太阳能、生物质能等可再生能源的开发与利用，越来越受到政府和社会各界的广泛关注。生物质能发电在可再生能源发电中具有电能质量好、可靠性高、技术比较成熟的特点，可做到发电无间歇性。当前，不少地区的秸秆不能得到

有效利用，只能被烧掉，造成了大范围的烟气污染。因此，因地制宜地采用生物质能发电，向电网送电或分散式供电，可以变废为宝。这是一项节约能源，减少环境污染，有益于农民的办法。发展生物质能发电，还可以促进循环经济发展，有利于建设资源节约型、环境友好型社会；有利于社会主义新农村建设。同时，这也是落实科学发展观，实现经济社会可持续发展的客观需要。国际上也把生物质能的利用作为替代能源的重要方面。

中国生物质能发电已经取得了一些可喜的成果。但从总体上看，大多数生物质能技术尚处于初期发展阶段，产业化和商业化程度较低，缺乏持续发展能力。因此，生物质能发电正面临着一些需要认真研究和积极解决的问题：

（1）生物质能发电产业与上下游配套产业发展不协调。用于生物质直接焚烧发电的锅炉、燃料输送系统及草木灰深加工的技术和设备仍主要依靠进口，是中国生物质能发电快速发展的关键制约因素。

（2）生物质能资源的收集、运输、加工以及储存仍面临一定困难。这一问题不解决，会增加生物质能连续发电所需要的大量、稳定的生物质燃料供应难度。

（3）缺乏促进生物质能发电行业发展的金融税收优惠政策。目前，国家和地方政府出台的可再生能源政策可操作性不强，扶持政策难以到位，补贴渠道还不畅通。

（4）上网电能定价难以支撑生物质能发电厂的正常运营。

（5）中国生物质能发电尚处于初始示范项目阶段，示范项目从立项、建设、发电上网到验收，还没有专门的管理办法，这就大大影响了示范项目建设的进度，也影响了投资者的积极性。

我们应该清醒地认识到，现阶段在中国发展生物质能发电既不能谨小慎微，望而却步，错失发展的大好机遇；也不能盲目，一哄而上，轻视面临的难题和挑战。

鉴于以上情况，建议通过以下几点促进生物质能发电健康持续发展：首先，要通过深入调查和评估全国生物质能资源整体情况，合理规划生物质能发电的厂址和规模，与电网的建设和其他能源发电方式相配合，做到因地制宜，多能互补，协调发展。其次，要积极开展生物质能发电上下游产业链研究，开展关键技术自主开发和相关设备自主研制，努力形成从燃料收、储、运、发电到燃烧废料深加工的一整套产业链。再次，将燃料的制备、运输、储存到连续发电作为一个系统工程，认真研究单机的合理容量。要保证电厂在一个运行周期内连续发电，秸秆的采购、运输、制备和储存都是需要认真研究解决的问题。

从产业政策方面看，应尽快制定生物质能发电的相关政策和标准，加快生

物质能发电项目尤其是示范项目的核准，进一步落实对可再生能源的保护政策和激励政策，全面考虑生物质能发电的综合经济效益、社会效益和环保效益，实行全成本定价办法，促进其健康、持续发展。

发展生物质能发电还要紧密结合社会主义新农村建设，带动农村生产模式和用能方式向现代化方向转变。

生物质能是一种洁净的可再生能源，但相对于煤、石油、天然气等化石类燃料，生物质最大的弱点是资源分散，能量密度低，收集和运输困难。所以，因地制宜地利用当地资源，建立分散、独立的离网或并网生物质分布式电厂，不仅可以弥补常规能源的不足，解决农村地区偏远地区的缺电、少电问题，还可以减少环境污染、减排温室气体，同时对在农村地区全面建设小康社会，促进新的经济增长点起到较大的推动作用，具有广阔的市场前景。

根据《国家中长期科技发展规划战略研究报告》，中国力争到2020年，可再生能源发电的总装机容量达1.16亿kW，其中生物质发电将达到3000万kW；随着《可再生能源法》的实施，国家发改委已出台相关政策对可再生能源电力给予支持，如以各地火电的标杆价为基数，对生物质能电力加价0.25元作为收购价格。这在一定程度上可以推动生物质电力的产业化发展。

2006年以来，中国在生物质发电技术的研究上虽然取得了重要进展，但其生物质发电产业仍受到投资过大和运行成本过高的严重制约，产业化进展缓慢。如目前成熟的国产化生物质发电设备几乎没有，但进口设备投资达1.2万元/kW左右；同时，由于生物质分散，电厂规模小，常规技术效率较低，同时生物质收集运输成本较高，引起原料价格较高，一般生物质发电成本高达0.6～0.7元/kWh，所以生物质发电成本远高于常规电力成本，即使有国家0.25元/kWh的补贴，生物质发电项目仍因其经济性较差，效益也不稳定，严重影响其产业化发展。分析影响投资和发电成本的根本原因，是中国缺乏自主核心技术，对不同的技术路线和工艺缺乏系统性研究，还没具备成套设备供应能力。一方面，由于中国这方面的技术基础较差，主要关键设备基本从国外引进，不但设备价格高，而且国内生物质发电设备市场面临被国外技术垄断的危险。另一方面，利用自主技术所建示范电厂规模小、效率低，自动化控制水平不高，一些配套的辅助设备还没有实现产业化。

中国应集中国内现有研究基础、技术创新能力、技术支撑条件，利用明确的扶持政策和迫切市场需求等有利因素，针对中国秸秆类生物质的特点，开展燃烧、热解等共性技术研究和燃烧气化设备、燃气发电设备等核心设备的研发，开发完整的生物质发电成套技术和装备，建设具有规模效益的产业化示范工程，

降低投资和运行成本，建立相应的技术标准，最终形成具有中国自主知识产权的特色秸秆发电技术，推动生物质发电事业的跨越式发展。

## 1.6 中国生物质能发电产业的发展

### 1.6.1 中国电力生产面临的挑战

（1）电力需求高速增长，供应紧张。随着中国经济和社会的发展，生产和生活用电对电力的需求逐年增长。但如图 1-1 所示，即使电力供应逐年增幅较大，仍然满足不了需求的增长，拉闸限电时有发生。2003 年中国出现拉闸限电的省份共计为 22 个，总数比上年增加 10 个，部分地区从过去仅缺电力发展到电力、电量均短缺。2006 年中国基本实现了电力供需平衡，然而农村偏远地区仍长期存在缺电、少电现象。西部农村普遍存在能源不足问题，东、中部山区和贫困地区用能状况也需要进一步改善，全国尚有 1000 多万无电人口。加快农村能源建设，改善农村居民生产生活用能条件，是建设社会主义新农村的必然要求。

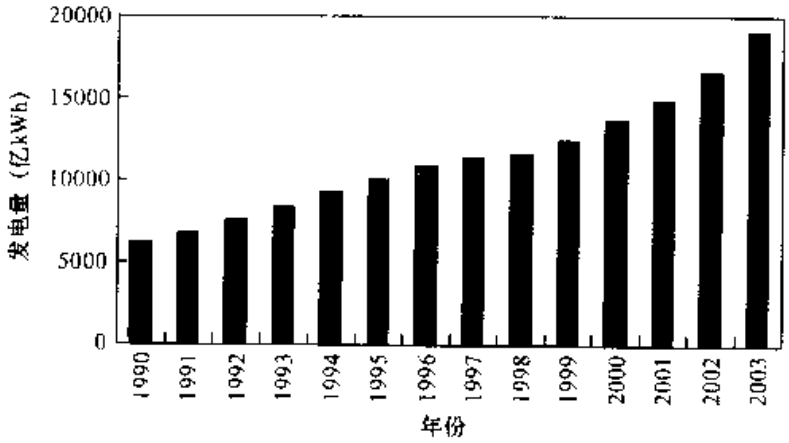



图 1-1 全国近年发电量逐年增长

（2）煤电比例居高不下，污染严重。中国“多煤缺油少气”的能源资源特点，决定了中国长期以煤为主的电源结构，到 2000 年底，全国发电装机容量达到 3.19 亿 kW，其中水电 0.793 亿 kW，占 24.9%；煤电 2.375 亿 kW，占 72.8%，油气电 0.0512 亿 kW，占 1.6%；核电 0.021 亿 kW，占 0.7%，风力、太阳能等可再生能源发电仅占 0.1%。火电的发电量占总发电量的比例高达 81%。

2005 年，中国一次能源生产总量为 20.6 亿 t 标准煤，消费总量 22.5 亿 t 标准煤，分别占全球的 13.7%和 14.8%，是世界第二能源生产和消费大国。煤炭产量突破 22 亿 t，发挥了重要的支撑作用。石油天然气产量稳步增长，西气

东输工程顺利建成，塔里木、准噶尔、鄂尔多斯等西部油气田开发取得重要进展。发电装机容量超过 5 亿 kW，实现了跨越式发展，电力供应紧张状况明显缓和。中国“十五”期间能源发展主要目标见表 1-6。

**表 1-6　　“十五”期间能源发展主要指标**

| 指　　标 | 单　　位 | 2000 年 | 2005 年 | “十五”年均增长（%） |
|---|---|---|---|---|
| 一次能源生产总量 | 亿 t 标准煤 | 12.90 | 20.50 | 9.82 |
| 其中：原　煤 | 亿 t | 12.90 | 22.05 | 11.16 |
| 石　油 | 亿 t | 1.63 | 1.81 | 2.12 |
| 天然气 | 亿 $m^3$ | 272 | 493 | 12.63 |
| 水电及可再生能源 | 亿 t 标准煤 | 0.86 | 1.41 | 10.39 |
| 一次能源消费总量 | 亿 t 标准煤 | 13.86 | 22.47 | 10.15 |
| 其中：原　煤 | 亿 t | 13.20 | 21.67 | 10.42 |
| 石　油 | 亿 t | 2.24 | 3.25 | 7.73 |
| 天然气 | 亿 $m^3$ | 245 | 479 | 14.35 |
| 水电及可再生能源 | 亿 t 标准煤 | 0.86 | 1.41 | 10.39 |

以煤为主的能源结构导致了中国“煤烟型”的大气污染类型，据统计，90%的二氧化硫和 70%的烟尘排放起因于煤炭燃烧，中国有一半以上的北方城市和 1/3 的南方城市二氧化硫超标，约 1/3 的国土受到酸雨危害。1998 年中国工业部门二氧化硫排放量为 2000 万 t，电力行业 6000kW 级以上火电厂的二氧化硫排放量达到 700 万 t，占全国工业部门二氧化硫排放量的 33%，同时还排放大量的灰渣和废水。因此，煤炭利用过程中的污染物排放已成为中国环境质量的致命污染源，降低煤电在中国电源结构中的比例，将直接关系到中国生态环境的修复和改善。

（3）一次能源分布不平衡，电力长距离输送。中国是世界上少数几个以煤炭为主要能源的国家之一，在全国经济与社会发展中占有极为重要的地位，但是中国煤炭资源分布集中，西北地区煤炭资源丰富，而经济发达的东南沿海地区煤炭资源缺乏。其中大别山—秦岭—昆仑山一线以北地区资源量约 2.45 万亿 t，占全国总资源量的 94%；以南的广大地区仅占 6%左右。新疆、内蒙古、山西和陕西等四省区占全国资源总量的 81.3%，东北三省占 1.6%，华东七省占 2.8%，江南九省占 1.6%。

图 1-2 所示是中国几个代表性电网覆盖区域内的煤炭资源占全国总储量的比例、以及区域发电量占全国总发电量的比例。由图 1-2 可见，中国煤炭资源

丰富的区域与电力需求旺盛的区域并不重合，这种能源资源量和能源需求量的不匹配局面，引导了我国“北煤南运”、“西电东送”的保障电力能源供给举措，其结果是，目前华东和华中电网之间实现了跨大区直流联网，东北和华北实现了交流联网，电力跨省跨地区长距离输送，电网安全问题凸现，输电损耗不容忽视。

电煤的长距离运输是中国铁路运输的主要负荷之一，到夏季用电高峰，调煤保电成为铁路运输的瓶颈，严重挤占铁路运力，今年夏季由于铁路运力无法满足，有些地区不得不采用高成本的车队运煤，许多电厂的存煤量都降到了警戒线以下。

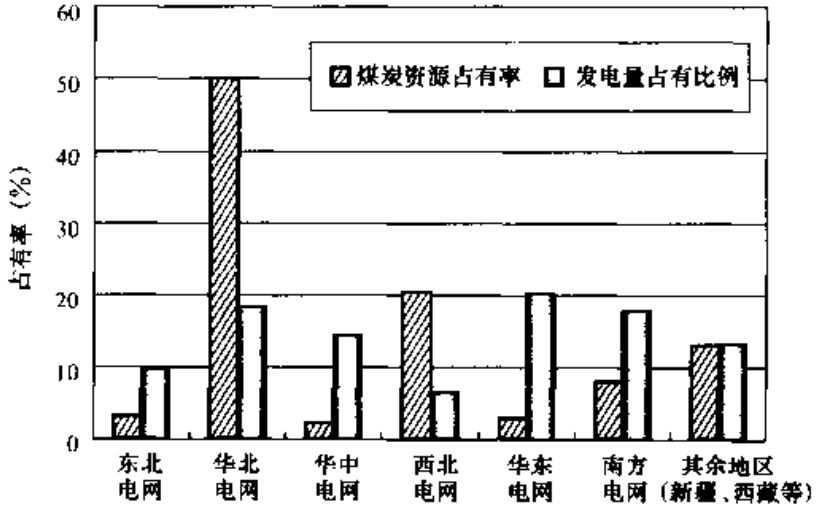



图 1-2 全国各区的煤炭资源分布及发电占有比例

（4）电网规模越来越大，电网安全问题突出。随着中国经济的快速发展，尤其是沿海和内陆地区经济的持续高速发展，电力需求不断增加，中国将逐步实现“西电东送、南北互补、全国联网”的格局，致力于在全国范围内实现更广泛的资源优化配置，满足电力需求。主要工程有建设三峡输变电系统、向广东送电 1000 万 kW 工程；西南和黄河上、中游大容量水电及坑口大机组火电的开发，“西电东送”工程的建设。到 2000 年底输电线路总长达 726167km，变电容量达 99612MVA。但是，随着中国互联电网的发展，稳定破坏和大面积停电事故的危害性越来越大，大电网的安全稳定问题越来越突出，电力行业公用性和电力系统同时性的特点，决定电网事故影响大、速度快、后果严重，不仅会给电力企业造成重大的经济损失，更严重的是会带来巨大的政治、经济影响。

鉴于大电网存在的问题、发电技术的进步、公共环境政策和电力市场的扩大等因素的共同作用，靠近用户现场或靠近用电现场的小配置分布式发电系统

成为新世纪重要的能源选择。

### 1.6.2 中国可再生能源电力的发展目标

为了支撑中国经济增长的持续发展，中国将增加电力装机容量，扩大电力生产，但是，2002 年中国发电装机容量已经为 3.57 亿 kW，发电量为 16542kWh，其中，水电占 16.60%，核电占 1.02%，火电占 81.74%。据专家预测，2020 年中国的发电装机容量预计为 10 亿 kW，年发电量 46000 亿 kWh，如果按 2002 年的电源结构和供电煤耗 383g 标准煤/kWh 估算，2020 年中国仅用于发电的煤耗就为近 14 亿 t 标准煤，这种局面将对中国煤炭的供应构成极大的威胁。另一不容忽视的制约是大量化石能源消耗造成的环境严重污染和大量温室气体的排放，目前在全世界二氧化碳排放量排序中，中国的二氧化碳排放量仅次于美国居世界第二位，我们将承受来自国际社会的压力。因此，为了中国能源的可持续发展，政府制定了“节能优先、保证供应、结构优化、环境友好”的能源可持续发展战略，其中，积极发展可再生能源是重要决策之一。

再者，对于中国广大的经济欠发达的农村地区，特别是农牧地区和偏远山区来说，要形成一定规模的、强大的集中式供配电网，需要巨额的投资和很长的时间周期，能源供应也严重制约这些地区的经济发展。因此，因地制宜地利用中国西北部和广大农村本地的生物质能、风能等可再生能源发电，将极为有利于中国农村的现代化建设，完成全面奔小康的目标。

2010 年，中国一次能源消费总量控制目标为 27 亿 t 标准煤左右，年均增长 4%。煤炭、石油、天然气、核电、水电、其他可再生能源分别占一次能源消费总量的 66.1%、20.5%、5.3%、0.9%、6.8%和 0.4%。与 2005 年相比，煤炭、石油比重分别下降 3.0%和 0.5%，天然气、核电、水电和其他可再生能源分别增加 2.5%、0.1%、0.6%和 0.3%。

预计到 2020 年，中国新的可再生能源利用量（不含传统生物质）可达 3 亿 t 标准煤，约占一次能源供应的 10%，可再生能源发电的装机容量达到 1.2 亿 kW。其中，小水电装机将达到约 8000 万 kW，风电装机容量将达到 2000 万 kW 以上，生物质发电装机容量将达到 3000 万 kW，太阳能发电 100 万 kW，这些可再生能源装机容量占全国总装机容量的 12%左右。届时其对总发电量的贡献将达到 6%，这个数字与欧盟、日本等发达国家相比虽是一个小的比例，但由于我们目前已经落后于世界先进水平，而且，在同样的比例下，中国的实际装机容量将是一个可观的数字。因此，积极发展可再生能源发电技术，提高可再生能源发电在总发电量中的比例是一项既艰巨、又必须面对的战略任务。

### 1.6.3 生物质能发展战略

#### 1.6.3.1 中国生物质能规模化发展的战略

推动中国生物质能规模化发展的战略可归纳为：政府支持、法律保证、引入竞争、依靠科技。

（1）政府支持。国内外的经验表明，没有政府的支持，可再生能源不可能迅速发展。可再生能源是新技术，仍在成长发展阶段，需要扶持。可再生能源的优点是有益于环境，但是市场的调节作用对环境是失灵的，因而只有政府的支持，才能加快可再生能源的发展。政府的支持包括实行促进可再生能源发展的强制市场政策和经济激励政策。

（2）法律保证。早期各国发展生物质能都首先发展技术，一旦技术成熟，注意力就转向示范和降低成本。只有成本足够低，市场才能发展。近年，一些想要大规模发展可再生能源的国家，通过立法，强制电力公司供应或购买再生电力，对未完成任务者予以惩罚。这样，就不再需要沿袭过去的顺序而直接跳跃到创立市场的阶段。有了可再生能源强制市场的立法，就可以吸引民间资本，提高可再生能源开发商的信心。

（3）引入竞争。要想规模化发展可再生能源，只有依靠市场，通过竞争，优化资源配置，降低成本，扩大市场，最终实现商业化。

（4）依靠科技。生物质能的发展在根本上要依靠科技进步，不断创新，提高技术水平，研究开发具有自主知识产权的可再生能源技术。要提高元件的转换效率，降低产品的生产成本，改进系统的稳定性和兼容性。

#### 1.6.3.2 实施可再生能源发展战略的对策和措施

为了保障整个可再生能源健康发展，建议采取以下对策。

（1）以发展目标为驱动力，逐步扩大市场规模。首先，要组织力量逐步完成可再生能源产业的“十一五”规划以及中长期远景规划，而且要定量地确定发展目标。要以实际资源和技术发展潜力为基础，结合考虑中国能源和电力发展规划，分析可再生能源发展与整个能源和电力发展的关系和变化趋势。其次，可再生能源发展规划要落实具体的承担者，国家规划目标要通过省级规划和产业规划落实到每个省、每种技术直至到每个项目。第三要将规划目标落实到具体的时间表上，分阶段实施，持续而系统地落实目标的完成进度。最后，可再生能源发展规划目标的完成受国家法律法规和政策的保障，只有强制性要求承担者完成各阶段的发展目标，才能吸引更多的投资者发展可再生能源产业，逐步形成经济规模，最终步入商业化。

（2）建立标准和规范，消除可再生能源开发利用的市场障碍。尽快制定有

关可再生能源发电并网的国家标准和技术规范，采取措施消除可再生能源发电上网、生物质燃气及液体燃料供应，以及太阳能热水器推广应用的市场障碍。制定相应的国家标准，消除生物柴油和乙醇燃料进入交通燃料销售体系的障碍，争取利用现有石油销售设施实现替代油品的销售。制定建筑物太阳能利用国家标准，修改各种建筑标准、工程规范和城市管理规定中不利于太阳能利用的内容。在太阳能资源丰富的地区（太阳能年辐射总量达到 5000MJ/m$^2$），新建建筑物要合理利用太阳能，各地政府可提出各类建筑物太阳能利用的最低数量或比例的要求。

（3）支持可再生能源技术研发机构的建设。以生物质能发电为例，国外的成功经验在于，他们都有自己的设备研发能力、制造技术和产业基地。生物质能发电遥遥领先于中国的近邻印度，不但有自己的生物质能设备制造业，其产品已出口世界各地。因此，在近 5 年内，为了形成中国可再生能源技术的持续创新能力，国家发展和改革委员会和国家科学技术部应安排专项资金，分别支持建立几个国家可再生能源技术开发应用中心和国家可再生能源技术实验研究中心。这不仅对 2006 年开始的下一个 5 年可再生能源和新能源技术产业优先领域发展指南的实施是有力的支持，同时也是未来中国可再生能源和新能源技术产业可持续发展的坚实的物质基础。

（4）建立有保障的可再生能源的投融资机制。国家的可再生能源和新能源技术产业化优先支持领域指南发布后，各级政府和有关机构应安排相应的技术研发专项资金，配套支持具有自主知识产权的可再生能源开发利用企业的发展。另外，国家控股的商业银行应对列入国家优先支持领域，并获得政府提供支持资金的企业提供贷款方便。建立相应的投融资机制是可再生能源技术产业化的一个重要条件。实际上，国家对优先支持领域的企业提供资金支持，也为商业银行开辟了一个新的商业领域。

（5）以生物质能发电为突破口，作好可再生能源开发前期资源的勘测和评价。政府应组织资源普查。建议以生物质能为突破口，由国家发改委联合安排资金，同时在全国范围内普查农林作物资源和农林废弃物资源。

（6）建议优先发展的领域。重点领域和项目的选择应遵循科学原则，再结合国内外可再生能源技术发展现状和中国实际，确定以下领域为近期可产业化的优先领域：

1）生物质能发电。重点是生物质气化炉、生物质锅炉、净化设备、发电机组的本地化制造。

2）生物质发电。重点开发适用于农村和小城镇的热（气）电联供示范系统。

3）生物质液体燃料。重点是生物乙醇燃料和生物柴油生产的规模化。

（7）提高全社会开发利用可再生能源的意识。提高全社会对生物质能源的认识，增强开发利用生物质能源的意识。政府机构和事业单位要率先使用生物质能源，并建设公用建筑物（或设施）可再生能源利用示范工程；鼓励大型企业利用生物质能源，并积极投入生物质能源的技术开发、设备制造和生物质能源生产；对单位和个人自愿认购高价格可再生能源的行为，采取授予绿色能源标识、节能标识和企业环保评级等方式予以鼓励。建设中国生物质能源人才培训基地，促进国内外信息交流和技术人才的国外合作与培训。

### 1.6.4 生物质发电的优势

（1）资源丰富，发展潜力巨大。生物质资源量非常巨大，有很大发展潜力。到2050年，全世界利用农、林、工业残余物以及种植和利用能源作物等生物质能源将相当于或低于化石燃料的价格，所以有可能提供世界60%的电力和40%的燃料，使全球$CO_2$排放量减少54亿t碳（目前全球化石燃料每年排放约60亿t碳）。

中国国土面积广阔，除现有的耕地、林地和草地作为传统农业外，尚有近1亿$hm^2$的益农益林的荒山荒地，可以用于发展能源农业和能源林业，所以在未来30年，中国潜在的生物质资源量非常巨大。这些资源主要来自能源农业和能源林业的形成和发展，可开发生物质资源量至少可达到15亿t标准煤，其中30%来自传统生物质，70%由能源农林业提供。例如，如果建设2000万$hm^2$能源林，每年可产生10亿t生物质，相当于5亿t标准煤。此外，与西部大开发、沙漠治理、退耕还林、三北防护林建设结合起来，至少可再发展2000万$hm^2$的能源林，每年可产生4亿t生物质，相当于2亿t标准煤。在能源农业方面，主要发展能源用途的甘蔗、甜高粱、木薯、芒草等高能品种。通过转基因的方法可以获得光合效率很高的能源作物品种，如能源甘蔗，每公顷产量可达到55t，甜高粱每公顷可产10t籽粒和100t茎秆。如果发展2000万$hm^2$能源作物，生物质资源量可达到6亿t，合3亿t标准煤。所以在未来30年，至少可发展20亿t的生物质资源，合10亿t标准煤。

（2）适合发展分布式电力系统，接近终端用户。相对于煤、石油、天然气等化石类燃料，生物质资源是分散的，生物质资源的分散性决定了生物质能利用的分散性。正是根据生物质资源的这一特点，可以在生物质资源相对集中的地域，根据资源量选择适当的生物质发电技术类型，建立相应规模的生物质发电厂（站），所生产的电力可以直接供给附近的用电单位，也可以并入电网。这种分布式电力系统技术适宜，投资小。而且接近终端用户，可以不受电网影响，

直接供电，运行方便可靠。中国在电力供应方面存在较大的缺口，因地制宜地利用当地生物质能资源，建立分散、独立的离网或并网生物质分布式电厂拥有广阔的市场前景。如果当前农林废弃物产量的40%作为电厂燃料，可发电3000亿kWh，占目前中国总耗电量的20%以上。

（3）改善生态环境，发展农业生产和农村经济。生物质能属于清洁能源，有助于国家的环境建设和$CO_2$减排。生物质中有害物质（硫和灰分等）的含量仅为中质烟煤的1/10左右。同时，生物质二氧化碳的排放和吸收构成自然界碳循环，其能源利用可实现二氧化碳零排放，扩大生物质能利用是减排$CO_2$的最重要的途径。实践证明，生物质能源对减少$CO_2$排放的作用是十分明显的。所以生物质能源是一种高度清洁的能源技术，是减少温室气体排放，防止全球环境恶化的一种科学选择。

采用生物质发电技术，可将生物质转化为高品位的电能，满足农村紧迫的电力需求，而且可使热效率提高到35%～40%，节约资源，改善农民的居住环境，提高农民生活水平。生物质发电技术的利用还可以根本解决我国农村普遍存在的而又始终无法根治的“秸秆问题”。近年来，随着农村经济的发展和农民生活水平的提高，大量作物秸秆被遗弃在田间地头，就地焚烧，烟气污染十分严重，对交通安全构成严重威胁。生物质发电技术将农林废弃物转化为电力，形成产业化利用，可大量消纳秸秆废弃物，达到消除秸秆危害的目的。

生物质的能源利用可带来一系列生态、社会和经济效益。生物质发电技术的发展不仅可以缓解和补充农村短缺的电力，同时还可以带动能源农业和能源林业的大规模发展，有效地绿化荒山荒地，减轻土壤侵蚀和水土流失；并可治理沙漠，保护生物的多样性，促进生态的良性循环，促进现代种植业的发展，成为农村新的经济增长点，增加农村就业机会，改善生活环境，提高农村居民收入，振兴和发展农村经济。

（4）生物质发电的直接效果。生物质发电是利用农林废弃物、城市生活垃圾、沼气等燃烧或气化发电的新技术，在中国已受到广泛重视，工艺主要是生物质直接燃烧发电和生物质气化发电。

中国的锅炉生产企业已研制开发了许多种类的木柴（木屑）锅炉、甘蔗渣锅炉、稻壳锅炉等应用于生物质燃烧发电及供热。20世纪90年代湖南岳阳城陵矶粮库米厂建成1500kW稻壳燃烧发电厂，每年可发电720万kWh，节约电费72万元，节约标准煤4320t，每年还可新增利润60万元。安徽舒城县胜荣精米加工厂，过去每年产大米2010t，耗电费用9.8万元，产生的800t以上的稻壳废弃无用，形成严重的污染源；但是利用稻壳燃烧发电后，每小时发电

80kWh，除供该厂 50kW 加工机械使用外，还可供 100 户居民生活用电。河北省石家庄晋州市和山东省菏泽市单县分别建设 2×1.2 万 kW 秸秆燃烧发电厂和 2.5 万 kW 秸秆热电厂，其中河北晋州的项目引进丹麦 BWE 公司的秸秆发电技术，每年发电 1.2 亿 kWh，可燃烧秸秆 20 多万 t。

中国生物质气化发电技术的研究始于 20 世纪 60 年代，具有代表性的是 60kW 稻壳气化发电装置，近年来发展较快，已开发了兆瓦级中等规模的生物质气化发电技术。1981 年在江苏苏州八坼米厂成功运行第一台装机容量为 160kW 的稻壳气化发电装置，以后又不断发展为商品，主要是 160kW 和 200kW 规格，至 1998 年底，共开发了 300 多台。这些稻壳气化发电装置的主要炉型是固定床气化炉（层式下吸式），随着碾米厂向集中化和大型化发展，出现了生产强度大、气化效率高的循环流化床气化装置。第一台 1MW 稻壳循环流化床气化发电装置由广州能源研究所于 1998 年在福建莆田华港公司的碾米厂研建运行，1999 年又在缅甸和海南三亚分别应用了 0.4MW 和 1.2MW 木粉循环流化床气化发电装置，均取得了良好的经济效益和社会效益。

垃圾焚烧发电以及沼气发电在中国始于 20 世纪 80 年代，近几年在技术和应用上取得了进展，开始逐步由引进向自主研发方向发展。如深圳市政环卫综合处理厂 1988 年引进日本三菱垃圾焚烧技术建成国内首座城市垃圾发电厂，先后配套了 6000kW 蒸汽发电机组，其 3 号炉的设备国产化率达到了 85%；珠海、宁波等地也兴建了城市垃圾焚烧发电厂。沼气发电技术主要应用在禽畜场沼气、工业废水处理沼气、垃圾填埋沼气三个方面。不久前浙江江山市天蓬畜业有限公司建设安装的一台 50kW“沼气—柴油”双燃料发电机组利用沼气发电成功。山东昌乐酒厂安装 2 台 120kW 的沼气发电机组，170m$^3$ 酒糟日产沼气 4800m$^3$，发电 8640kWh，沼气发电基本满足该厂的生产用电。中国自主开发建设的首个无锡桃花山垃圾填埋场沼气发电厂 2004 年 8 月开始发电，年发电量可达 1530 万 kWh。广州市兴丰垃圾填埋场沼气发电项目也于 2004 年 8 月点火成功，每天发电超过 5 万 kWh，最高年发电量可达 1.67 亿 kWh，除满足垃圾填埋场自用外，75%左右的电力上网销售。

利用生物质资源燃烧或气化发电，既解决了废弃物对环境的污染，又作为能源解决了生产企业自身的用电问题，因此生物质发电已成为生物质能工业化应用的重要方面。

### 1.6.5 发展生物质能源产业的几点建议

（1）加强立法，尽快颁布《可再生能源法》实施细则。立法和相应配套政策的实施是世界各国发展可再生能源的成功经验。全国人大常委会已通过了《可

再生能源法》，并于2006年1月1日起执行。该法的通过，对促进可再生能源的开发利用、增加能源的供应、改善能源结构、提高能源安全、保护环境、实现我国经济社会的可持续发展，具有十分重大的意义。但是《可再生能源法》的一些关键条款，如总量目标制度、并网发电和全额收购制度、上网电价与费用分摊制度、财政税收鼓励措施等，都有待国务院能源办、物价财政等主管部门制定实施细则，报国务院批准后执行，并予以公布。因而尽快研究和制定合理而又可操作的实施细则，做好实施的准备，实为当务之急。

（2）生物质能能源发电装备制造实现本地化。目前，小水电已经商业化，风电和生物质发电是接近商业化的可再生能源，但是这些可再生能源发电装备多数是进口设备，价格高，阻碍了大量应用。要鼓励外资和民间资本进入生物质能产业，实现装备制造本地化，从而降低成本。

生物质能发电装备实现本地化制造的关键是引进技术、自主创新、调查资源、完善标准、建立测试中心和质量认证机构、加强人才培养，支持本地化制造。

（3）增加政府对生物质能的投入。迄今为止，中国生物质能建设项目还没有规范地纳入各级政府财政预算和计划内。中国能源研究开发费用占GDP的比例只有日本的七十分之一、法国的三十分之一、美国的二十五分之一。能源研究开发费用占全国研究开发费用比例也大大低于发达国家。由于投入太少，缺乏足够的资金进行开发和研究。不少关键设备依赖进口，导致产业化、商业化程度低，发展缓慢。建议将可再生能源的发展列入各级政府的产业发展和科研攻关计划，增加投入，并纳入财政预算。

# 第2章 生物质能概述

## 2.1 生物质能基本概念

生物质能是人类一直赖以生存的重要能源，是仅次于煤炭、石油和天然气而居于世界能源消费总量第四位的能源。目前，生物质能在世界能源总消费量中占14%，因而在整个能源系统中占有重要地位。有关专家估计，生物质能极有可能成为未来可持续能源系统的主要组成部分，到21世纪中叶，采用新技术生产的各种生物质替代燃料将占全球总能耗的40%以上。

### 2.1.1 生物质概念

生物质是指由光合作用而产生的各种有机体。生物质能是太阳能以化学能形式储存在生物中的一种能量形式，一种以生物质为载体的能量，它直接或间接地来源于植物的光合作用。在各种可再生能源中，生物质是独特的，它储存的是太阳能，更是一种唯一可再生的碳能源，可转化成常规的固态、液态和气态燃料。据估计地球上每年植物光合作用固定的碳达 $2000\times10^8$t，含能量达 $3\times10^{21}$J，因此每年通过光合作用储存在植物的枝、茎、叶中的太阳能，相当于全世界每年耗能量的10倍。

从广义上讲，生物质是植物通过光合作用生成的有机物，它的能量最初来源于太阳能，所以生物质能是太阳能的一种，它的生成过程如下：

$$6CO_2 + 12H_2O + \text{太阳能} \xrightarrow{\text{叶绿素}} C_6H_{12}O_6 + 6H_2O + 6O_2$$

每个叶绿素都是一个神奇的化工厂，它以太阳光为动力，把 $CO_2$ 和水合成为有机物，它的合成机理目前人类仍未清楚。研究并揭示光合作用的机理，模仿叶绿素的结构，生产出人工合成的叶绿素，建成工业化的光合作用工厂，是人类的梦想。如果这一梦想能实现，它将从根本上改变人类的生产活动和生活方式，所以研究叶绿素的机理一直是激动人心的科学活动。

生物质是太阳能最主要的吸收器和储存器，图2-1所示为光合作用原理图。太阳能照射到地球后，一部分转化为热能，一部分被植物吸收，转化为生物质能。由于转化为热能的太阳能能量密度很低，不容易收集，只有少量能被人类

所利用，其他大部分存于大气和地球上的其他物质中；而生物质通过光合作用，能够把太阳能富集起来，储存在有机物中，这些能量是人类发展所需能源的源泉和基础。基于这一独特的形成过程，生物质能既不同于常规的矿物能源，又有别于其他新能源，兼有两者的特点和优势，是人类最主要的可再生能源之一。

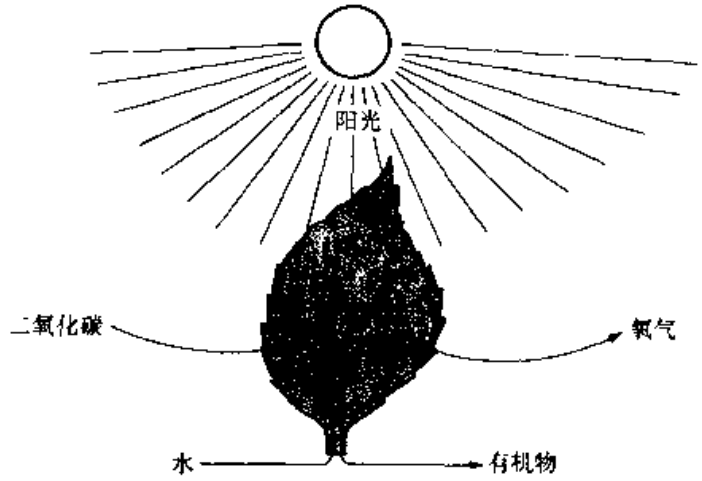



图 2-1　光合作用原理图

随着科学技术的发展，人们已经知道，各种生物质都有一定的能量，所以由生物质产生的能量就叫生物质能。例如，人们肉眼看不到的微生物，其能量却很惊人，它能够引起有机质发酵，进而酿成酒，提炼出乙醇，成为可以燃烧的液体燃料，这比薪柴燃烧时发出的热能要大得多。因此，世界上究竟蕴藏着多少生物质能恐怕谁也说不清楚。科学家们从研究中发现，尽管生物质千变万化，形态不一，然而其产生都离不开太阳的辐射能。这就找到了能源之本。据气象学家分析，进入大气层的太阳辐射能，起码有 0.02%是被植物吸收进行了光合作用。这万分之几，其实折算起来就有 400 多亿 kW 的能量。然而，人类自从发明火以来，至今仍在大量消耗薪柴等生物质，特别是发展中国家的农村，由于技术落后，生物质能的利用率极低，所以每年白白浪费了很多生物质能，从目前世界总能耗的比重来看，生物质能按能量计算仅占 15%左右。但是生物质资源巨大，技术潜力更大，并且是生生不息的可再生能源，足够人类很好地开发利用。

现在已知世界上的生物多达 25 万种以上，生物质能的种类也很繁多，目前人们可以利用的大致分为六大类：木质素，主要包括木块、木屑、树枝和根、叶等；农业废弃物，主要是秸秆、果核、玉米芯、蔗渣等；水生植物，如藻类、水葫芦等；油料作物，如棉籽、麻籽、乌桕、油桐等；加工废弃物，包括食品、屠宰、酒厂、纸厂的排泄物和垃圾等；以及粪便。这些东西看来都是很不起眼

的，甚至是无用的废物，对环境也有污染，但从能源角度看，却能变废为宝。

### 2.1.2 生物质的重要性

生物质能是第四大能源，生物质遍布世界各地，其蕴藏量极大。世界上生物质资源数量庞大，形式繁多，其中包括薪柴，农林作物（尤其是为了生产能源而种植的能源作物），农业和林业残剩物，食品加工和林产品加工的下脚料，城市固体废弃物，生活污水和水生植物等，我国生物质资源主要是农业废弃物及农林产品加工业废弃物、薪柴、人畜粪便、城镇生活垃圾等四个方面。

生物质具体的种类很多，植物类中最主要也是经常见到的有木材、农作物（秸秆、稻草、麦秆、豆秆、棉花秆、谷壳等）、杂草、藻类等。非植物类中主要有动物粪便、动物尸体、废水中的有机成分、垃圾中的有机成分等。

由于地球上生物数量巨大，由这些生命物质排泄和代谢出许多有机质，这些物质所蕴藏的能量是相当惊人的。根据生物学家估算，地球上每年生长的生物能总量约 1400 亿～1800 亿 t（干重），相当于目前世界总能耗的 10 倍。我国的生物质能也极为丰富，现在每年农村中的秸秆量约 6.5 亿 t，到 2010 年将达 7.26 亿 t，相当于 5 亿 t 标准煤。柴薪和林业废弃物数量也很大，林业废弃物（不包括炭薪林）每年约达 3700 万 $m^3$，相当于 2000 万 t 标准煤。如果考虑日益增多的城市垃圾和生活污水、禽畜粪便等其他生物质资源，我国每年的生物质资源达 6 亿 t 标准煤以上，扣除了一部分做饲料和其他原料，可开发为能源的生物质资源达 3 亿 t 标准煤以上。而随着农业和林业的发展，特别是随着速生炭薪林的开发推广，我国的生物质资源将越来越多，有非常大的开发和利用潜力。

从生物质能的资源总体构成来看，目前我国农村中生物质能约占全部生物质能的 70%以上，其他主要是城镇生活垃圾、污水和林业废弃物，而从先进国家目前的生物质资源和利用来看，其主要构成均是以林业废弃物和薪炭林为主。我国随着薪炭林技术的发展和工业化水平的提高，这方面的比例也会越来越大，所以这方面的开发利用量也是不容忽视的。

随着人类大量使用矿物燃料带来的环境问题日益严重，各国政府开始关心重视生物质能源的开发利用。虽然各国的自然条件和技术水平差别很大，对生物质能今后的利用情况将千差万别，但总的来说，生物质能今后的发展将不再像最近 200 多年来一样日渐萎缩，而是重新发挥重要作用，并在整个一次能源体系中占据稳定的比例和重要的地位。

影响生物质能开发利用的因素很多，所以不同的预测方法结果差别很大，可从 100～300EJ（$E=10^{18}$）变化。但不论哪种预测方法都说明了生物质在未来的能源体系中有特别重要的意义，不论哪个时间，生物质能总是总能耗的 10%～30%。

由于我国目前的生物质能主要是在农村经济中利用，所以农村未来能源需求和消耗情况对生物质能的开发利用量影响很大。有关资料对我国农村今后能源使用情况作了预测，这个指标可以较大程度上反映我国今后生物质能消耗的趋势。它的预测有两种，第一种是常规方案预测，即建立在现时生物质能发展情况的基础之上的预测，其结果是各时段（2000、2010、2030、2050）的生物质利用量的增长速度分别为 8.9%、7.7%、8.0%、3.6%；第二种是加强方案预测，即以突出强调生物质能对化石能源的替代为依据的预测，其结果是各时段的发展速度分别为 9.6%、8.0%、7.4%、4.5%。

由预测可知，随着社会的发展，传统利用生物质能的比例将越来越少，到 2050 年，农村生物质能的利用中传统利用方法不到 1%。但是，生物质能的现代化利用技术的比例将越来越高，到 2050 年可能达到农村总能耗的 13%。另外，从预测中可以看出天然生物质能在农村能源的比例随时间推移将越来越少，从 30%降到 13.7%左右。但是不管哪个时期，也不管哪个方案，生物质能在农村能源中的比例都很大（高于 14%），而且是最主要的可再生能源（占可再生能源的 50%以上）。这可以充分说明生物质能在今后几十年内在我国农村能源，甚至于我国能源体系的重要地位。

### 2.1.3 生物质能与常规能源的相似性及可获得性

生物质能的载体是有机物，所以这种能源是以实物的形式存在的，是唯一一种可储存和可运输的可再生能源。而且它分布最广，不受天气和自然条件的限制，只要有生命的地方即有生物质存在。从利用方式上看，生物质能与煤、石油内部结构和特性相似，可以采用相同或相近的技术进行处理和利用，利用技术的开发与推广难度比较低。另外，生物质可以通过一定的先进技术进行转换，除了转化为电力外，还可生成油料、燃气或固体燃料，直接应用于汽车等运输机械或用于柴油机，燃气轮机、锅炉等常规热力设备，几乎可以应用于目前人类工业生产或社会生活的各个方面。所以在所有新能源中，生物质能与现代的工业化技术和目前的现代化生活有最大的兼容性，它在不必对已有的工业技术作任何改进的前提下即可以替代常规能源，对常规能源有很大的替代能力，这些都是今后生物质能发挥重要作用的依据。

从化学的角度上看，生物质的组成是 C—H 化合物，它与常规的矿物燃料，如石油、煤等是同类。由于煤和石油都是生物质经过长期转换而来的，所以生物质是矿物燃料的始祖，被喻为即时利用的绿色煤炭。正因为这样，生物质的特性和利用方式与矿物燃料有很大的相似性，可以充分利用已经发展起来的常规能源技术开发利用生物质能。但与矿物燃料相比，它的挥发组分高，炭活性高，含硫

量和灰分都比煤低，因此，生物质利用过程中 $SO_2$、$NO_x$ 的排放较少，造成空气污染和酸雨现象会明显降低；这也是开发利用生物质能的主要优势之一。

由于生物质的多样性和复杂性，其利用技术远比化石燃料复杂和多样。首先由于生物质有的含水极高或以污水为载体（如污泥和养殖污水等），生物质利用技术除了与采用化石燃料相似的燃烧技术和物化转换技术之外，还增加了独特的生化转换技术，如厌氧消化技术和堆肥等；其次，生物质形状多样，能量密度低，在利用时需要更多的预处理和能量品位提升的过程，所以它的特殊转换技术比直接燃烧更重要；另外，生物质分布分散，难以使用集中处理技术，而分散处理技术效率较低，这也是目前生物质大规模推广使用的主要难题。

从人类开始懂得利用能源开始，生物质一直是人类生活最主要的生活能源。在远古时代，人类第一次懂得用火取暖和烧烤食物，使用的就是生物质能——木头。从此以后，人类在漫长的进化过程和社会发展过程中，大部分能源来源于生物质能——木头、柴草和木炭。

直到最近两个世纪，人类发现矿物燃料并开始大规模的利用，这一情况才有所改变。由于矿物燃料有高密度和高热值的优点，为人类工业化发展提供了物质基础，彻底改变了人类的生产和生活方式，矿物燃料日渐成为现代人类社会最主要而且是必不可缺的能源。目前矿物燃料已占了人类社会总能耗的 85% 以上，生物质能的重要性也因此逐渐被人们遗忘。但即使如此，由于生物质能在大量的发展中国家仍然占据重要的位置，从全世界范围上看，生物质能目前仍然是第四大一次能源。

在工业社会以前，生物质能主要作为生活燃料，其用户是农村农户和城镇的少数居民。工业社会以后，生物质能的终端用户除了是农村的农户外，很重要的一部分是有生物质废弃物的企业，如糖厂、木材厂、碾米厂，以及废水和垃圾处理厂等。目前，生物质能占全世界总能耗的 14%，在我国占我国一次能源的 15%左右。例如：1994 年国际能源机构的国家中，生物质总消耗量为 132Mt，发电量达 107TWh（$T=10^{12}$），供热 205PJ（$P=10^{15}$），其中芬兰生物质发电量占该国总发电量的 10%，瑞典总热能的 27%来自生物质。在奥地利，生物质能占一次能源供应总量的 12%，而丹麦 1994 年生物质能占可再生能源总量的 93%。表 2-1 所示为世界主要国家 1994 年生物质能的产量（单位为 kt 石油当量）。而在我国，由于生物质能在农村中是非商品能源，其具体消耗量很难统计，所以在商品能源中占的比例很小，有时很难反映出来。不过，从表 2-2 中山东省农村生活用能的情况来看，目前生物质能在农村仍占非常重要的地位。如果以山东省农村的用能情况作为计算依据，1999 年全国仅农村消耗的生物质大概为：

柴薪 6000 万 t，秸秆 2.5 亿 t，沼气 20 亿 $m^3$，这些数量都是巨大的。

**表 2-1　　世界主要国家 1994 年生物质能的产量　　（kt 石油当量）**

| 国　家 | 木　材 | 木　屑 | 黑　液 | 动物产品及其他非特定产品① | 沼　气 |
|---|---|---|---|---|---|
| 澳大利亚 | 2231.0 | 1916.6* | 197.6 | 0 | 0 |
| 奥地利 | 1940.0 | 0 | 520.8 | 516.5 | 0 |
| 比利时 | 0 | 6 | 26 | 0 | 0 |
| 加拿大 | 1921.9 | 2396.3 | 5192.8 | 0 | 0 |
| 丹麦 | 255.0 | 436.8 | 0 | 6 | 26 |
| 芬兰 | 818.5 | 1059.0 | 2492.3 | 150.3 | 0 |
| 法国 | 10394.3 | 163.6 | 738.8 | 0 | 64 |
| 德国 | 955.2 | 238.8 | 119.4 | 0 | 0 |
| 希腊 | 549.8 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 爱尔兰 | 0 | 0 | 0 | 57 | 4 |
| 意大利 | 0 | 0 | 0 | 1018.6 | 8 |
| 日本 | 0 | 0 | 3593.7 | 271.0 | 0 |
| 卢森堡 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 荷兰 | 0 | 0 | 0 | 0 | 94 |
| 新西兰 | 656.7 | 0 | 348.6 | 0 | 1 |
| 挪威 | 713.8 | 5 | 255.5 | 0 | 11 |
| 葡萄牙 | 952.7 | 0 | 138.6 | 0 | 0 |
| 西班牙 | 0 | 143.3 | 334.3 | 288.2 | 0 |
| 瑞典 | 969.8 | 2485.2 | 2753.0 | 0 | 23 |
| 瑞士 | 261.3 | 239.0 | 0 | 0 | 52 |
| 土耳其 | 5479.5 | 573.2 | 0 | 1901.3 | 0 |
| 英国 | 119.4 | 72 | 0 | 42 | 340.9 |
| 美国 | 13930.8 | 21896.1 | 19537 | 250.5 | 868.4 |
| 总计 | 42150.0 | 31630.7 | 36248.5 | 4500.9 | 1491.9 |

① 包括植物蔬菜废弃物、生物醇、生物酯的能源利用，以及动物产品和其他非特定生物质产品。

* 包括甘蔗。

**表 2-2　　山东省农村能源调查结果**

| 能耗总量 | | 1991 年 | 1993 年 | 1995 年 |
|---|---|---|---|---|
| 商品能源 | 原煤（万 t） | 426.1 | 675.4 | 620 |
| | 电（$10^8$kWh） | 7.3 | 37.55 | 51.2 |
| | 油品（万 t） | 16.34 | 8.74 | 4.1 |
| | 小计（万 t 煤当量） | 349.9 | 602.5 | 644.3 |

续表

| 能耗总量 | | 1991年 | 1993年 | 1995年 |
|---|---|---|---|---|
| 非商品能源 | 薪柴（万t） | 285 | 359 | 435 |
| | 秸秆（万t） | 2630 | 2778 | 2965 |
| | 沼气（亿$m^3$） | 0.74 | 0.80 | 0.87 |
| | 太阳能热水（万t煤当量） | 5.4 | 11.6 | 19.2 |
| | 小计（万t煤当量） | 1483.1 | 1610.9 | 1755.9 |
| 总计（万t煤当量） | | 1833.0 | 2213.4 | 2400.2 |

## 2.2 生物质资源

### 2.2.1 农作物秸秆

秸秆是农作物的重要副产品，同时也是工、农业生产的重要生产资源。作为一种资源，农作物秸秆含有丰富的营养和可利用的化学成分，见表2-3，可用作肥料、饲料、生活燃料及工副业生产的原料等，简称“四料”。

表2-3 农作物秸秆及副产品化学成分 （%）

| 种类＼化学成分 | 水分 | 粗蛋白 | 粗脂肪 | 粗纤维 | 无氮浸出物 | 粗灰分 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 玉米秸秆 | 11.2 | 3.5 | 0.8 | 33.4 | 42.7 | 8.4 |
| 小麦秸秆 | 10.0 | 3.1 | 1.3 | 32.6 | 43.9 | 9.1 |
| 大麦秸秆 | 12.9 | 6.4 | 1.6 | 33.4 | 37.8 | 7.9 |
| 稻草 | 13.4 | 1.8 | 1.5 | 28.0 | 42.9 | 12.4 |
| 高粱秸秆 | 10.2 | 3.2 | 0.5 | 33.0 | 48.5 | 4.6 |
| 黄豆秸秆 | 14.1 | 9.2 | 1.7 | 36.4 | 34.2 | 4.4 |
| 棉花秸秆 | 12.6 | 4.9 | 0.7 | 41.4 | 36.6 | 3.8 |
| 棉铃壳 | 13.6 | 5.0 | 1.5 | 34.5 | 39.5 | 5.9 |
| 甘薯藤（鲜） | 89.8 | 1.2 | 0.1 | 1.4 | 7.4 | 0.2 |
| 花生藤 | 11.6 | 6.6 | 1.2 | 33.2 | 41.3 | 6.1 |
| 稻壳 | 6.8 | 2.0 | 0.6 | 45.3 | 28.5 | 16.9 |
| 统糠 | 13.4 | 2.2 | 2.8 | 29.9 | 38.0 | 13.7 |
| 细米糠 | 9.0 | 9.4 | 15.0 | 11.0 | 46.0 | 9.6 |
| 麦麸 | 12.1 | 13.5 | 3.8 | 10.4 | 55.4 | 4.8 |
| 玉米芯 | 8.7 | 2.0 | 0.7 | 28.2 | 58.4 | 20.0 |
| 花生壳 | 10.1 | 7.7 | 5.9 | 59.9 | 10.4 | 6.0 |
| 玉米糠 | 10.7 | 8.9 | 4.2 | 1.7 | 72.6 | 1.9 |
| 高粱糠 | 13.5 | 10.2 | 13.4 | 5.2 | 50.0 | 7.7 |

农作物秸秆纤维中的碳占绝大部分，主要粮食作物小麦、玉米等秸秆的含碳量约占40%以上，其次为钾、硅、氮、钙、镁、磷、硫等元素。秸秆中的碳使秸秆具有燃料价值，我国农村长期用秸秆做生活燃料就是该价值的利用。目前对于科学利用秸秆的这一特点方面，主要体现在农村能源建设上。秸秆转化为燃气的方法有两种：一是秸秆气化；二是秸秆厌氧发酵产出沼气。1kg 秸秆可以生产 $2m^3$ 以上的燃气，有 $3\sim5m^3$ 的秸秆气就够一个家庭一天的需要，这些气体在稍高于常压的状态下，通过管道送往农户，它像天然气一样，燃烧后无尘无烟无污染，在广大农村，这种燃气更具有优势。以秸秆气化为重点的农村可再生能源建设，缓解了农村地区洁净能源供应短缺的情况，改变了农村传统的生火做饭的模式，满足了农民对高品位能源的需求，提高了农民生活质量，适应了现代化新农村的发展需求，同时消耗掉了大量的农作物秸秆，是一种可实现秸秆处理规模化的方式。

此外，农作物秸秆燃料价值的利用还体现在利用秸秆制炭，或用成型机械将秸秆加工成颗粒状等多种型炭。这些秸秆转化的炭作为一种工业燃料，也正在推入市场。

农作物秸秆主要由纤维素、半纤维素和木质素三大部分组成，秸秆中的有机成分以纤维素、半纤维素为主，其次为木质素、蛋白质、氨基酸、树脂、单宁等。利用微生物以纤维素为基质原料生产单细胞蛋白质是当今利用纤维素最为有效的方法之一，用农作物秸秆废物做培养基可栽培多种食用菌就是该原理的实际应用。食用菌可以分解纤维素、半纤维素和木质素并合并自身的植物蛋白和氨基酸，利用这一点，如用麦秸栽培草菇、用玉米秸栽培草菇和平菇技术已经推广应用，每千克秸秆可生产银耳、金针菇、猴头菇或草菇 0.25～0.4kg，平菇 0.5～0.6kg。栽培过食用菌的残余物即菌糠饲料含有更多的粗蛋白，具有食用菌的清香味，适口性好，可用作饲料，同时也是优良的有机肥。因此，秸秆种菇既可以丰富城市居民的菜篮子，又可引导农民致富，出口创汇，促进生态农业、高效农业和创汇农业的发展，是处理秸秆一举多得的好办法。

农作物秸秆的成分组成决定了它还是一种工业制品的原料，除了作为传统的造纸原料外，秸秆的工业化利用也有多种途径。第一，利用热力、机械以及催化剂的作用将秸秆中的纤维与其他细胞分离而得到草浆进行造纸、造板，杂细胞（即植粉）约占秸秆产量的一半，可用做饲料或肥料。该方法不属化学制浆，工厂化生产已取得成功。第二，以作物秸秆中的纤维作为原料加工汽车内装饰件、纤维密度板、植物地膜等产品。我国在这方面自主开发的工艺及设备较晚，工业化利用的步子还非常慢。第三，以作物秸秆这一天然材料作为餐饮

具、包装材料、育苗钵等，这是我国近几年兴起的在绿色包装中原材料创新的重要途径。作物秸秆纤维材料做包装的两大好处：一是产品生命周期链缩短，只经过原材料、制造、使用与废弃几个阶段，对环境的损害小；二是废弃后可自然降解，对环境无危害。这一综合利用方式较适合我国森林资源溃乏、发展纸质餐饮具不宜十分提倡的国情。利用农作物植物纤维做原料，进行纤维化处理、粘接成形再经过后期加工制成的餐饮具为绿色环保型餐具。该种餐饮具用后的废弃物容易回收再利用，对环境没有污染，且能充分利用取之不尽的再生资源，又解决了塑料包装和秸秆焚烧两方面的环境污染源，对治理目前我国的环境污染，顺应加快淘汰聚苯乙烯发泡餐具的形势要求，实现农作物秸秆的高值利用具有重要意义。第四，秸秆做建材，这是利用秸秆中的纤维和木质做填充材料，以水泥、树脂等为基料压制成各种类型的纤维板、轻体隔墙板、浮雕系列产品等，其外形美观、质轻并具有较好的耐压强度。

此外，秸秆还可成为制酒精、淀粉等化工业的原料，玉米棒皮还是编织汽车坐垫、靠垫、沙发垫、盘垫、床垫的主要原料。

因此，大量的剩余秸秆实际上是一个未被利用而被付之一炬的巨大资源。搞好农作物秸秆的综合利用，变废为宝，化害为利，在大力提高资源利用率的同时，保护生态与环境，对于一个人口众多而农业资源相对短缺的国家，也是整个农业可持续发展的一项战略措施，具有重大的现实意义和战略意义。

### 2.2.2 林业废弃物及薪炭林

林业废弃物主要是薪炭材，也包括森林工业的一些残留物等。森林资源在我国农村能源中占有重要的地位，1980 年前后全国农村消费森林能源 1 亿 t 标准煤，占农村能源消费量的 30%以上，而在丘陵、山区、林区，农村生活用能的 50%以上靠森林能源。1981 年我国开始有计划的薪炭林建设，至 1995 年，全国累计营造薪炭林 494.8 万 $hm^2$，其中“六五”完成 205 万 $hm^2$，“七五”完成 186.3 万 $hm^2$，“八五”完成 103.5 万 $hm^2$。根据这些年全国造林成效调查和薪炭林成林面积及单位面积年生物量的测算，薪炭林年增加薪材量 2000 万～2500 万 t，对缓解农村能源短缺起到了重要作用。

薪柴来源于树木生长过程中修剪的枝杈，木材加工的边角余料，以及专门提供薪柴的薪炭林。为了解决和发展优质薪炭林，现已培育出轮伐期短、产量高的树种。

占据中国生物质资源第二位的是各种森林废弃物及薪炭林。根据 2000 年完成的第 5 次国家森林资源调查，至 1998 年我国共有森林土地 2.63 亿 $hm^2$、森林面积 1.59 亿 $hm^2$。表 2-4 列出了几个主要地区的森林面积和资源量，大体而

言，中国森林资源的消耗可以分为三个主要部分：第一部分用于制造木制品，约占总量的44%；第二部分用于工业原料，约占总量的27%；第三部分用于生活燃料，约占总量的29%。据专家测算，近年我国各种林木的年产量约为3.4亿 $m^3$，因此，每年约有1.5亿 $m^3$ 的木材用于制造木制品，另有约1亿 $m^3$ 用做生活燃料。再进一步，若假设木材加工过程中有20%的废弃物产生，则一年可用做能源使用的森林废弃物及薪炭林资源总量为1.3亿 $m^3$，即7000万t干生物质，约相当于3500万t标准煤。

表2-4　　我国几个主要地区的森林面积和资源量

| 地区 | | 东北 | 西南 | 南方 | 西北 | 总计 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 总量 | 面积（$\times10^6hm^2$） | 33.24 | 19.02 | 31.62 | 2.24 | 86.12 |
| | 储量（$\times10^6m^3$） | 2934.86 | 3455.65 | 1414.03 | 330.96 | 8135.50 |
| 木材林 | 面积（$\times10^6hm^2$） | 30.56 | 11.96 | 26.57 | 1.00 | 70.09 |
| | 储量（$\times10^6m^3$） | 2651.89 | 2166.62 | 1202.54 | 149.65 | 6170.70 |
| 防护林 | 储量（$\times10^6m^3$） | 0.90 | 5.81 | 2.55 | 0.85 | 10.11 |
| | 面积（$\times10^6hm^2$） | 95.22 | 1067.91 | 148.01 | 128.69 | 1439.83 |
| 薪炭林 | 储量（$\times10^6m^3$） | 0.26 | 0.46 | 2.15 | 0.05 | 2.92 |
| | 面积（$\times10^6hm^2$） | 11.02 | 30.29 | 20.65 | 1.14 | 63.10 |
| 特殊林 | 储量（$\times10^6m^3$） | 1.51 | 0.79 | 0.36 | 0.34 | 3.00 |
| | 面积（$\times10^6hm^2$） | 176.72 | 190.83 | 42.83 | 51.48 | 461.86 |

### 2.2.3　禽畜粪便

牲畜粪便经干燥可直接燃烧供应热能。若将粪便经过厌氧处理，会产生甲烷和可供肥料使用的淤渣。若用小型厌氧消化糟，仅需3～4头牲畜的粪便即能满足发展中国家每户中小家庭每天能量的需要。

随着人们物质生活的日益改善和外向型农牧业的发展，我国畜禽养殖业集约化生产近十年来发展迅速，每个大中型畜禽场日排放粪水上百吨，严重危害城郊环境卫生，同时成为阻碍养殖业持续稳定发展的重要因素。猪粪水是一种优质的有机肥源，早先融合于传统农业生产中，进入良性生态循环；它又是一种良好的生物质能资源，通过沼气池发酵回收生物质能沼气，已为人们熟识，而且回收沼气的过程不仅能够保持粪水的肥料成分，还可以增进肥质的速效化和腐殖化。但农业的集约化生产在显著提高效率和效益的同时，也不幸伴随着大农业生产良性生态循环体系的肢解。集约化畜禽业生产与农业生产脱离，大量的粪水资源未经妥善处理而任意排放，都成为社会注目的公害，因此对集约化猪场粪便污水进行处理意义重大。

### 2.2.4 生活垃圾

生活垃圾包括城市垃圾和城市污水。一般城市垃圾的主要成分是纸屑（占40%）、纺织废料（占20%）和废弃食物（占20%）。将城市垃圾直接燃烧可产生热能，或是可经过热解（Paralysis）处理而制成燃料使用。

一般城市污水约含有0.02%～0.03%固体与99%以上的水分。下水道污泥有望成为厌氧消化槽的主要原料。

目前中国城市生活垃圾的产生量超过1亿t，其中80%以上采取填埋方式处理。预计2010年和2020年，中国的城市垃圾产生量将分别达到1.5亿t和2.1亿t。2010年，约70%的垃圾采取卫生填埋方式处理，按每吨垃圾年产生80m$^3$填埋气计算，年填埋气产生量将达到84亿m$^3$。2020年，预计60%的垃圾采用卫生填埋方式处置，可收集约100亿m$^3$沼气作为能源使用。

### 2.2.5 工业有机废弃物

工业有机废弃物分为工业固体有机废弃物和工业有机废液两类，其中，工业固体有机废弃物主要来自木材加工厂、造纸厂、糖厂和粮食加工厂等，包括木屑、树皮、糖渣、谷壳等；工业有机废液主要来自食品、酿造等行业。

我国的木材加工生产线都是跑车带锯制材生产线，锯材规格质量较差，合格率仅为50%左右。如按平均原木出材率为70%、锯材利用率为60%计算，2000年全国木材剩余物的数量应为3700万m$^3$，约占木材生产总量的55%。由粮食加工行业排出的谷壳量达4000万t，除小部分用于酿酒、饲料和能源外，其余绝大部分沦为废弃物，成为环境负担。

造纸业是工业有机废弃物的另一个较大的来源。2000年我国纸产量为2487万t，由此产生的有机废弃物的产量见表2-5，总量为320万t（相当于150万t标准煤）。其中，大约102万t产生于木纸浆的生产过程，而且这部分资源几乎没有作为能源利用。其他工业废弃物包括自酿酒厂、糖厂、食品加工厂等工厂的废弃物。据统计，2000年全国230座城市的酿酒厂、糖厂和食品加工厂产生的有机废液大约为60亿t。

表2-5 造纸厂生物质废弃物产量

| 原料类型 | 原料用量（Mt） | 产纸浆量（Mt） | 废弃物量（Mt） |
|---|---|---|---|
| 木材 | 10.25 | 3.09 | 1.03 |
| 芦苇 | 4.01 | 1.60 | 0.40 |
| 蔗渣 | 0.72 | 0.29 | 0.07 |
| 竹子 | 0.65 | 0.26 | 0.07 |
| 水稻和小麦废弃物 | 13.87 | 5.55 | 1.39 |

续表

| 原 料 类 型 | 原料用量（Mt） | 产纸浆量（Mt） | 废弃物量（Mt） |
|---|---|---|---|
| 大麻和棉秸 | 0.58 | 0.39 | 0.06 |
| 其他 | 0.46 | 0.35 | 0.05 |
| 总计 | 30.53 | 11.54 | 3.20 |

### 2.2.6 城市固体废弃物

城市固体废弃物（MSW）主要来自于城市居民的日常生活，还有一些来自于如学校、医院、公园等公共场所。最近几年，城市固体废弃物的产量在不断增长，从 1995 年的 1.075 亿 t 标准煤增加到 2000 年的 1.182 亿 t 标准煤。表 2-6 所示为 1985～2000 年城市固体废弃物的总量情况，其增长率为每年 10%。

**表 2-6　　城市固体废弃物的收集数据**

| 年　份 | 1985 | 1990 | 1995 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| MSW（Mace） | 44.8 | 67.7 | 107.5 | 109.8 | 113.0 | 114.2 | 118.2 |

城市固体废弃物是一种复杂的、含有多种不同固体垃圾的混合物，因此，它的成分将因生活条件、用能结构、城市建设以及气候的不同而不同，表 2-7 所示为几个主要城市的垃圾成分构成。总的来说，不同城市的固体废弃物的成分是不同的，城市越发达，城市固体废弃物中含有的有机物成分就越多，如北方城市的垃圾含有的有机物成分就比南方城市的少。另外，不同城市垃圾的热值也不同，表 2-8 列出了不同城市垃圾的热值分析情况。总体而言，城市垃圾的热值较低，平均约为 4500kJ/kg，只及木质生物质的 1/3，能源化利用较为困难。

**表 2-7　　主要城市的垃圾成分构成**　　（%）

| 城市 | 厨房垃圾 | 废纸 | 废塑料 | 纤维垃圾 | 炉灰 | 草类垃圾 | 废金属 | 总有机物 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 北京 | 27 | 3 | 2.5 | 0.5 | 63 | 2 | 2 | 33 |
| 天津 | 23 | 4 | 4 | | 61 | 4 | 4 | 31 |
| 杭州 | 25 | 3 | 3 | | 5 | 2 | 2 | 31 |
| 重庆 | 20 | | | | 80 | | | 20 |
| 哈尔滨 | 16 | 2 | 1.5 | 0.5 | 76 | 2 | 2 | 20 |
| 深圳 | 27.5 | 14 | 15.5 | 8.5 | 14 | 5 | 5.5 | 65.5 |
| 上海 | 71.6 | 8.6 | 8.8 | 3.9 | 1.8 | 4.5 | 0.6 | 92.9 |

表 2-8 不同城市垃圾的热值分析

| 垃 圾 源 | 热值（kJ/kg） |
|---|---|
| 有煤气暖气的住宅区 | 4500 |
| 先进住宅区 | 900 |
| 单位企业区 | 9900 |
| 医院 | 7500 |
| 商业住宅区 | 8200 |
| 平房区 | 2800 |
| 垃圾场 | 2900 |
| 餐馆 | 10900 |

### 2.2.7 能源作物

能源植物是指直接用于提供能源的植物。能源植物含硫量低，作为能源消费时，不会产生大量的 $SO_2$ 等污染气体，可以明显减少酸雨发生的可能，并且释放的 $CO_2$ 又可以被生长的能源植物重新吸收，实现 $CO_2$ 的零排放。

能源植物种类繁多、分布广泛，在我国所有气候地理区域都能找到相应的物种。按其所含主要物质进行分类，能源植物主要包括以下几种：

（1）糖类能源植物。如甘蔗、甜高粱、甜菜等，主要用于生产糖类原料，经过发酵可以生产燃料乙醇。

（2）淀粉类能源植物。如木薯、玉米、甘薯等，主要用于生产淀粉类原料，经过水解和发酵也可以生产燃料乙醇。

（3）纤维素类能源植物。如速生林和芒草等，经过水解和发酵可以生产燃料乙醇，也可以利用其他技术获得气体、液体或固体燃料。

（4）油料能源植物。如油菜、向日葵、棕榈、花生等，提取的油脂可用来生产生物柴油。

（5）烃类能源植物。如续随子、绿玉树、古巴香胶树、银胶菊、西谷椰子和西蒙得木等，提取含烃汁液可以生产接近石油成分的燃料。

许多能源植物是自然生长的，收集比较困难，现在人们有意识地培育一些能源作物，经过嫁接、驯化、繁殖，不断提高产量，以满足对能源不断增长的需要。我国国土面积广阔，除现有的耕地、林地和草地外，尚有近 1 亿 $hm^2$ 荒山荒地可以用于发展能源农业和能源林业。在未来 30 年，如果建设 3000 万 $hm^2$ 能源林，每年可产生 12 亿 t 生物质，相当于 6 亿 t 标准煤。此外，与西部大开发、沙漠治理、退耕还林、三北防护林建设结合起来，至少可再发展 2000 万 $hm^2$ 的能源林，每年可产生 4 亿 t 生物质，相当于 2 亿 t 标准煤。在能源农业方面，

主要发展能源用途的甘蔗、甜高粱、木薯、芒草等高能品种，通过转基因方法可以获得光合效率很高的能源作物品种。如能源甘蔗，每公倾产量可达到 55t，甜高粱每公顷可产 10t 籽粒和 100t 茎秆。如果发展 2000 万公顷，生物质资源量可达到 6 亿 t（约合 3 亿 t 标准煤）。这样一来，合计至少可发展 20 亿 t 的生物质资源（约合 13 亿 t 标准煤），加上现有资源，我国生物质能资源量将超过 20 亿 t 标准煤，可为未来的生物质能产业提供充足的资源。

此外，我国尚有 1 亿 $hm^2$ 以上（稍少于现耕地面积）不宜垦为农田，但可种植高抗逆性能源植物的边际性土地。这些边际性土地种植的能源植物每年可产出或替代 10 亿 t 标准煤。

## 2.3 中国生物质资源的情况及特点

### 2.3.1 特点

（1）生物质种类及特点。中国生物质资源种类很多，植物类主要有木材、农作物废弃物（稻草、麦秸、玉米秆、豆秸、棉花秆、油菜秆、谷壳等）、杂草、藻类等，非植物类主要有动物粪便、动物尸体、废水中的有机成分、垃圾中的有机成分等，蕴藏的可有效利用的生物质能非常巨大。中国是农业大国，稻谷、麦子和玉米是三大主要粮食作物，农业废弃物占生物质资源的比重很大。中国的森林覆盖率低，2001 年为 16.5%，木材资源相对短缺，每年的木材进口量仍占较大比重，2002 年约占 1/3 多。禽畜粪便也是中国重要的生物质能源之一，除在牧区有少量的直接燃烧外，禽畜粪便主要作为沼气的发酵原料。中国主要的禽畜是鸡、猪和牛。城市生活垃圾主要是由居民生活垃圾，商业、服务业垃圾和少量建筑垃圾等废弃物所构成的混合物。生活垃圾成分比较复杂，其构成主要受居民生活水平、能源结构、城市建设、绿化面积以及季节变化的影响。广州的生活垃圾热值达到 1100kcal/kg（4604.05kJ/kg）以上，上海、北京、深圳等几个城市与广州差不多，而其他地区为 800～900kcal/kg（3348.4～3766.95kJ/kg）。目前，中国的垃圾仍以填埋处理为主，但垃圾能源化利用在少数热值较高的城市已开始应用。

（2）各种资源的数量。中国生物质资源数量巨大，可作为能源的生物质资源主要来自农业废弃物、林业废弃物和薪材、城市垃圾和禽畜粪便等有机废弃物，总量约合 4.73 亿 toe（油当量），其中 3.7 亿 toe 可通过先进技术开发利用来发电或供热。农业废弃物是中国数量最大的生物质资源，比例占到 51%。

2001 年全国农作物秸秆产量相当于 2.476 亿 toe，稻草为 0.658 亿 toe，玉

米秆为0.742亿toe，麦秆为0.349亿toe，三者的产量占农作物秸秆总量的70.6%。根据2002年各粮食产量折算的农作物废弃物产量为：稻草17654万t，麦秆9932万t，玉米秆14557万t，棉花秆1475万t，油菜秆1688万t，稻壳4014万t，麦壳1806万t等。林业废弃物每年约达3700万$m^3$，相当于2000万t标煤；随着林业的发展，速生薪炭林得到开发推广，2001年全国森林工业薪材产量为355万$m^3$；同年生产人造板2111万$m^3$。如果考虑日益增多的城市垃圾（目前年产出量约1.5亿t）和生活污水、禽畜粪便（2000年畜禽粪便的产量为3.2亿t干物质）等其他生物质资源，全国每年的生物质资源达6亿t标准煤以上。扣除一部分用做饲料或其他原料，可开发为能源的生物质资源达3亿多t标准煤。

（3）各种生物质资源的发展潜力。目前，生物质能占中国一次能源的15%左右。中国有8.6亿人口居住在农村，生活用能61%仍靠传统生物质能。中国人均能耗只有世界平均水平的55%，而农村人均能耗更低，农村未来能源需求和消耗对生物质能的开发利用有很大影响。随着社会的发展，传统利用生物质能的比例将越来越少，现代化利用技术的比例将越来越高，预计2050年生物质能在中国农村能源中的比例仍很大（高于14%），而且是最主要的可再生能源（占可再生能源的50%以上）。这充分说明生物质能在今后几十年内中国农村能源，甚至于中国能源体系的重要地位。

中国有大量的农林废弃物，现在农村的秸秆产量每年约6.5亿t，到2010年将达7.26亿t，相当于5亿t标准煤。1999年木材厂废弃物总量3703万$m^3$，即1850万t，相当于600万toe，2005年达1亿$m^3$（5000万t），预计2015年可达1.4亿$m^3$。按现有资源计算，只要2%的秸秆和10%的谷壳用于气化发电，总装机容量将达2000MW。如果考虑林业废弃物和其他工业废弃物，市场潜力更大。

沼气是一种比较清洁的能源产品，可用于生活燃气、发电和供热等，是技术比较成熟、发展前景很好的可再生能源。但是目前我国沼气综合利用比率很低，采取厌氧发酵工艺处理过的工农业有机废水占所有潜在量的比例不到10%，特别是17000多个大中型畜禽养殖场，只有700多个进行了污水沼气商业化开发处理。2002年，全国工业有机废水排放量为207亿t，大部分工业废水都是高浓度有机废水，含有丰富的有机物质，如采用沼气技术进行处理，每年可生产沼气1000亿～2000亿$m^3$，相当于600亿～1200多亿$m^3$天然气，折合6000万～1.2亿t标准煤。而2002年我国能源消费总量为14.8亿t标准煤。

中国城市生活垃圾的年产出量约1.5亿t，并以10%左右的增长率递增，而且随着社会和经济的发展、人民生活水平的提高，垃圾中的有机成分将越来越

多，热值会越来越高，能源利用价值也会越来越大。而多年来填埋处理累积的60多亿t垃圾经过长年深埋发酵，底层也蕴藏着丰富的沼气资源。

### 2.3.2 分布

（1）全国生物质资源的分布。中国地域广阔，人口众多，生物质资源丰富。但是，生物质生产相对分散，各类生物质资源的分布存在明显的区域性，农业生物质资源还受到农业生产和季节的影响，不同地区的生物质能供应情况千差万别。各种生物质资源的分布如表2-9所示。

表2-9　　全国各地粮食作物等2002年产量　　（万t）

| 地　区 | 稻谷 | 小麦 | 玉米 | 油菜籽 | 棉花 | 花生 | 甘蔗 | 木材(万$m^3$，含薪材，2001年) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 全国总计 | 17453.9 | 9029.0 | 12130.8 | 1055.2 | 491.6 | 1481.8 | 9010.7 | 4552.0 |
| 北京 | 2.9 | 24.3 | 46.1 | — | 0.3 | 4.6 | — | 7.5 |
| 天津 | 11.2 | 44.1 | 71.1 | — | 6.2 | 1.0 | — | — |
| 河北 | 55.7 | 1099.5 | 1035.0 | 3.0 | 40.2 | 140.4 | — | 48.0 |
| 山西 | 2.0 | 243.2 | 435.3 | 0.9 | 7.5 | 3.8 | — | 4.1 |
| 内蒙古 | 56.0 | 121.5 | 821.5 | 28.2 | 0.3 | 1.3 | — | 301.5 |
| 辽宁 | 406.2 | 11.5 | 858.0 | 0.2 | 0.3 | 50.8 | — | 206.5 |
| 吉林 | 370.0 | 7.9 | 1540.0 | — | 0.04 | 18.7 | — | 403.5 |
| 黑龙江 | 921.0 | 89.4 | 1070.5 | 0.5 | — | 3.5 | — | 781.3 |
| 上海 | 109.2 | 10.4 | 3.0 | 9.3 | 0.1 | 0.5 | 8.7 | — |
| 江苏 | 1709.9 | 644.5 | 261.7 | 130.8 | 36.3 | 83.7 | 33.9 | 26.4 |
| 浙江 | 779.6 | 25.4 | 22.3 | 41.9 | 2.2 | 4.5 | 113.4 | 198.8 |
| 安徽 | 1327.5 | 683.7 | 356.8 | 152.3 | 33.7 | 113.0 | 31.0 | 226.4 |
| 福建 | 557.5 | 6.7 | 11.2 | 1.7 | 0.006 | 24.1 | 117.9 | 406.9 |
| 江西 | 1451.6 | 4.3 | 5.5 | 38.4 | 6.7 | 40.8 | 130.8 | 319.8 |
| 山东 | 109.4 | 1547.1 | 1316.0 | 5.7 | 72.2 | 333.9 | — | 107.4 |
| 河南 | 336.5 | 2248.4 | 1189.8 | 56.0 | 76.5 | 336.2 | 27.9 | 144.7 |
| 湖北 | 1469.8 | 151.2 | 187.4 | 151.4 | 32.3 | 72.3 | 91.9 | 86.2 |
| 湖南 | 2119.2 | 18.3 | 119.2 | 86.8 | 15.3 | 31.2 | 180.4 | 376.9 |
| 广东 | 1202.8 | 3.2 | 53.5 | 1.0 | — | 75.2 | 1315.5 | 255.3 |
| 广西 | 1219.3 | 1.8 | 161.0 | 7.0 | 0.08 | 48.1 | 4593.4 | 411.7 |
| 海南 | 139.3 | — | 5.1 | — | — | 9.7 | 374.8 | 27.2 |
| 重庆 | 490.2 | 93.2 | 197.4 | 25.8 | 0.03 | 8.4 | 12.1 | — |
| 四川 | 1503.7 | 459.1 | 525.1 | 144.8 | 2.4 | 55.4 | 171.2 | 13.6 |
| 贵州 | 347.8 | 87.0 | 343.2 | 64.0 | 0.07 | 7.5 | 74.0 | 17.3 |

续表

| 地　区 | 稻谷 | 小麦 | 玉米 | 油菜籽 | 棉花 | 花生 | 甘蔗 | 木材(万 $m^3$，含薪材，2001 年) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 云南 | 543.2 | 134.1 | 461.5 | 20.5 | 0.04 | 5.4 | 1733.4 | 152.3 |
| 西藏 | 0.6 | 27.8 | 1.7 | 4.5 | — | 0.01 | — | 10.0 |
| 陕西 | 80.3 | 405.3 | 374.5 | 24.6 | 4.3 | 7.0 | 0.4 | 8.9 |
| 甘肃 | 5.6 | 312.1 | 219.2 | 20.3 | 7.0 | 0.2 | — | — |
| 青海 | — | 45.2 | 1.2 | 22.7 | — | — | — | 2.8 |
| 宁夏 | 66.7 | 96.1 | 104.3 | 0.07 | — | 0.02 | — | 0.3 |
| 新疆 | 59.3 | 382.7 | 332.9 | 12.9 | 147.7 | 0.9 | — | 6.8 |

注　1　台湾主要作物是水稻，年产稻谷约 200 万 t，小麦、玉米很少，主要是进口；林木年总产量 5 万 $m^3$ 以上，主要也是进口。

2　2002 年全国木材进口约 3500 万 $m^3$。

稻谷、小麦和玉米是中国三大主要粮食作物，根据表 2-9 所列的作物产量可折算得出相应的生物质稻草、麦秆和玉米秆产量。

经计算可知，稻草产量主要分布在长江及其以南的大部分地区，约占全国的 77%，东北三省也有一定产量，约占 9.6%；黄河中下游地区的河北、河南、山东 3 个省的小麦面积约占全国的 45%，麦秆产量约占全国的 54%；玉米秆主要分布在北方春播玉米区的东北三省和内蒙古，占全国的 35%，以及黄淮海平原夏播玉米区的河北、河南和山东，占全国的 30%；木材（含薪材）分布在东中部地区。

（2）各地资源的分布密度。在前述各种资源分布基础上，可计算出各地单位面积和人均资源分布密度，见图 2-2。

如果按每年种植 1 次计算秸秆理论产量，农业地区耕地中的生物质密度大约在 750t/$km^2$；如果按平均每年种植 1.5 次计算，大约在 1000t/$km^2$。但实际上即使在农业非常集中的地区，耕地面积的比例也不高。例如按全部土地面积计算，各省的生物质密度最高的是河南、江苏，这两省也只有 280t/$km^2$，大部分地区平均在 100t/$km^2$ 左右。再进一步考虑收集比例和浪费问题，可用生物质能资源的密度更低。

目前，我国人均垃圾产量约 440kg。由于各城市人口、生活水平等不同，其垃圾产量相差很大，如表 2-10 所示为部分城市的垃圾日产量。

**表 2-10　　部分城市的垃圾日产量**

| 城市 | 垃圾日产量（t/d） | 城市 | 垃圾日产量（t/d） |
|---|---|---|---|
| 哈尔滨 | 3500 | 南宁 | 800 |

续表

| 城市 | 垃圾日产量（t/d） | 城市 | 垃圾日产量（t/d） |
|---|---|---|---|
| 北京 | 11000 | 成都 | 2400 |
| 上海 | 12000 | 西安 | 3400 |
| 广州 | 6000 | 武汉 | 5000 |

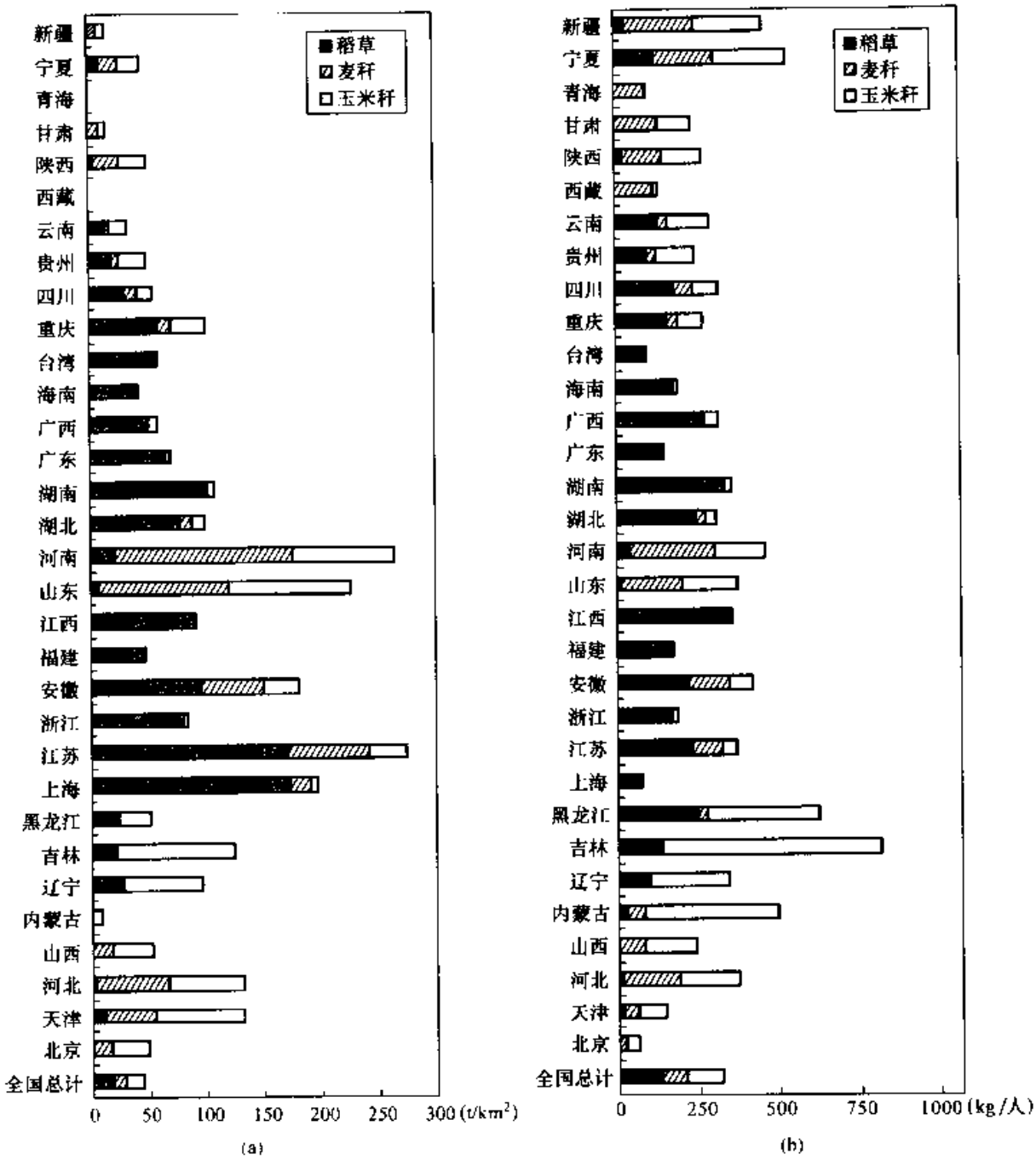



图 2-2　生物质资源分布密度

（a）2002 年全国各地主要生物质资源分布密度；（b）2002 年全国各地主要生物质资源人均分布密度

### 2.3.3 收集与运输

（1）各种资源的体积密度。生物质密度小，体积大，木材、棉花秆等较高堆积密度物料的自然堆积密度在 200～350kg/m$^3$ 之间，木粉约 180kg/m$^3$，稻壳约 90kg/m$^3$，而其他堆积密度低的农作物秸秆的自然堆积密度通常为 30～50kg/m$^3$。

（2）各种资源的收集方法。目前，大部分的农业废弃物还未能充分利用，被堆放在田地里废弃或烧掉；只有少部分粉碎还田或用于饲料、农村炊事、取暖等生活用能，以及用于造纸工业等。这些秸秆经使用者简单捆扎后用牛、马车拉走，有条件的地方以拖拉机或船收运，没有专用的运输车。

城市生活垃圾则有专设的垃圾收集点和专用压缩密闭运输车，垃圾费由居民负担。

（3）各种资源的运输要求。农林废弃物的自然堆积密度通常很低，运输如此蓬松的物质不但效率低，而且运费高，因此对其进行就地高密度压缩是解决运输问题的关键。如河北省鹿泉秸秆开发实验场以玉米秆等为原料，经高压高温使秸秆压缩到 0.8～1t/m$^3$ 的高密度块状；辽宁省农牧业机械化研究所开发研制出的秸秆压块技术及设备，使秸秆体积缩小至原来的 1/6～1/8，含水量低于 14%，大大降低了储运成本。

城市生活垃圾除了压缩减容的要求外，运输过程中还要防止沿途造成二次污染。

由于农林废弃物的堆积密度低，运输困难，运费高，其收集和运输费用构成了生物质价格的主要部分，增加了生物质发电的运行成本。如果收运范围过大，使发电成本提高，发电价格就会大于电网价格，失掉经济方面的优势，从而失去经济上的竞争性。因此应尽可能就地利用废弃的生物质原料，减少收集与运输的费用。

### 2.3.4 不稳定性

（1）季节性对各种生物质资源的影响。农作物收获季节也是农作物废弃物产生的时候，所以农业季节性影响着农业生物质资源的供应稳定性，各类农作物的播种、收获时间见表 2-11。

**表 2-11　　农作物播种、收获时间**

| 农作物 | | 播种月份 | 收获月份 |
|---|---|---|---|
| 稻谷 | 早稻 | 4 | 7 |
| | 中稻 | 5 | 7 |

续表

| 农作物 | | 播种月份 | 收获月份 |
|---|---|---|---|
| 稻谷 | 晚稻 | 6 | 11 |
| 小麦 | | 10 | 5 |
| 玉米 | | 5 | 9 |
| 油菜 | | 10 | 5 |
| 棉花 | | 3 | 11 |

由表 2-11 可知，秸秆的产生时间集中在农历夏秋两季，非全年连续供应，所以生物质发电连续的生产过程需储存适量的生物质燃料，减低或避免季节性影响。

其他的林业废弃物、禽畜粪便和城市生活垃圾资源的产生则几乎不受季节影响，供应比较稳定。

（2）各种生物质资源的储存特性。生物质燃料的储存对燃料供应稳定性和生物质发电连续性具有非常重要的意义，因此，生物质燃料的储存需采取必要的措施。收集的秸秆根据干、湿程度分别堆放，干透的秸秆垛堆起来，以塑料或草泥等封顶防雨雪，保持清洁干燥，并符合防火要求，否则会发生自燃和霉烂；半干的秸秆要晾晒、翻动，干透后垛堆备用。薪材和林业废弃物储存也需防雨、防火，禽畜粪便、城市生活垃圾则要防止对周围环境造成二次污染。

（3）农业生产对生物质资源供应的影响。农作物秸秆与农业，主要是种植业生产关系十分密切。近几年，我国农业加大了种植业的结构调整力度，许多地区增加了经济作物和饲料作物的播种面积，使粮食总面积下降。据农业部统计，21 世纪的第一年，全国优质专用冬小麦面积 580 多万 $hm^2$，比上年扩大 80 多万 $hm^2$；“双低”油菜籽面积 467 万 $hm^2$，比上年增加 66.7 多万 $hm^2$，占油菜籽总面积的三分之二；而随着优质稻的迅速推广，稻谷面积和产量却逐年下降。因此，稻草、稻壳减少，而麦秆、麦壳和油菜秆相应增加，影响到不同生物质种类的供应量。

农业生产季节性强，并且三秋时间长。受季节性影响强的秸秆资源在下半年才陆续有新鲜物质供应，又由于各种秸秆资源分布的区域性，其稳定供应需通过运输和储存来实现，这就要求生物质发电设备对各种原料都能使用，使各种原料具有互补性。

### 2.3.5 原料的成本构成

对于生物质发电厂来说，原料的成本是指原料到达生物质发电厂所发生的所有费用，包括原料直接成本、收集成本、运输成本、储存及预处理成本。

（1）直接成本。是指生物质原料本身的价格。由于生物质原料种类复杂，因而其价格差别很大。对于应用最为广泛的农业废弃物来说，其价格大约为100元/t，这些原料包括各类秸秆、稻壳、花生壳等；而林业加工废弃物的价格大约为80元/t，这类原料主要是木屑；工业废弃物的价格差别较大，蔗渣、废木、废纸等可燃无机物的价格与木屑价格接近，而屠宰厂有机废水和养殖场畜禽粪便是以废物形式出现的，一般情况下不计成本；城市生活垃圾是以处理为目的的，在利用过程中应该从政府收到处理费用。

（2）收集成本。由于农业废弃物和林业废弃物的资源特点，原料的收集是一项复杂的工作，收集费用在原料总成本中占有一定的比例，而且，收集费用同所用的设备、秸秆种类和各地人工费用水平有很大关系。一般来说秸秆越分散、收集的方式越落后（机械设备效果越差）、收集半径越大，收集费用越高，因此，电站的规模是影响其经济性的一个重要因素；从目前中国大部分农业地区来看，每吨生物质的收集费用在100～150元。工业废弃物和城市生活垃圾相对比较集中，原料收集的工作量不是很大，其费用也较低，在原料总成本中所占比例不大。

（3）运输成本。原料运输是生物质能利用过程中不可缺少的一个环节。运输费用同收集半径又有很大关系，收集半径越大，运输费用越高。一般情况下，在短距离下运输费和运输距离关系不大，在5～10km范围内，每吨的运输费在20元左右；大于10km，每吨的运输费费用与距离就会有明显的关系。由于生物质本身的密度和能量密度都较低，同样以t/km计算费用，生物质原料的运输费用要高于煤、石油等化石燃料的运输费用。在50km管理范围内，运输费用占原料总成本的三分之一多。屠宰厂有机废水和养殖场畜禽粪便不便于运输，应尽可能在原料生产地附近进行处理利用，减少运输，避免二次污染。

（4）储存及预处理成本。储存原料是为了保证系统正常连续运行。原料储存量与系统的规模有关，由于生物质密度低，其储存场地也要求较大，相应的费用也随之增加。考虑到生物质原料的易燃性，防火措施要相应加强。储存费用主要包括场地租金、原料管理两部分。

不同的技术类型和系统要求不同条件的生物质原料，原料预处理是为了使原料适合于系统的要求，其过程包括切碎、烘干等工艺。不同原料预处理的费用差别较大，有些原料不需要预处理，如屠宰厂有机废水和养殖场畜禽粪便；有些原料预处理过程很复杂，费用就高，如城市生活垃圾。

# 第3章 生物质能源利用

## 3.1 生物质直接燃烧

燃料是通过燃烧将化学能转化为热能的物质，由燃料获取的热能在技术上是可以被利用的，在经济上是合理的。生物质的燃烧是最普通的生物质能转换技术，它大体上可以分为炉灶燃烧、炕连灶燃烧和锅炉燃烧、炉窑燃烧等，其主要目的就是取得热量。而燃烧过程产生热量的多少，除与生物质本身的热值有关外，还与燃烧的操作条件和燃烧装置的性能密不可分。因此，本部分在介绍燃料燃烧计算的基础上，介绍几种生物质的燃烧设备。

### 3.1.1 生物质燃烧反应的热力学和化学平衡

所谓燃烧就是燃料中的可燃成分和氧化剂（一般为空气中的氧气）进行化合的化学反应过程；在反应过程中放出热量，并使燃烧产物的温度升高。尽管可燃成分并不是以元素形式存在的，而是复杂的化合物，与氧气发生燃烧反应产生一系列的化合反应，伴随热量的释放。但是作为物质平衡和能量平衡，可以通过可燃质元素及其化合物的热化学方程式对其计量，这些热化学方程式仅表示反应物与生成物之间的数量变化关系，与实际的反应历程无关。

#### 3.1.1.1 燃烧热力学

生物质主要由碳、氢、氧三种主要元素和其他少量元素如硫、氮、磷、钾等组成。在生物质中，磷、钾两种元素含量少且通常以氧化物的形式存在于灰分中，一般计算时不考虑。由于氧不属于可燃成分，所以生物质的燃烧计算实际上是生物质中碳、氢、硫、氮及其化合物的反应与燃烧的计算。生物质燃烧中，由于温度较低，一般认为大部分氮元素以 $N_2$ 的形式析出。而硫的含量极低，有的生物质甚至不含硫，所以生物质燃烧实际上就是 C、H 元素的化学反应和燃烧反应。生物质中 C、H 元素可能发生的化学反应及其反应热，见表 3-1。

表 3-1 生物质中的 C、H 元素的化学反应及其反应热

| C（固体） | $\Delta H$/(kJ/mol) | $H_2$（气体） | $\Delta H$/(kJ/mol) |
|---|---|---|---|
| 与 $O_2$ 反应 | | $2H_2+O_2\rightarrow 2H_2O$（g） | −482.296 |
| $C+O_2\rightarrow CO_2$ | −408.177 | $3H_2+CO\rightarrow CH_4+H_2O$（g） | −2035.66 |
| $2C+O_2\rightarrow 2CO$ | −246.034 | $CH_4+2O_2\rightarrow CO_2+2H_2O$（g） | −801.553 |
| $2CO+O_2\rightarrow 2CO_2$ | −570.320 | | |
| 与 $CO_2$ 反应 | | | |
| $C+CO_2\rightarrow 2CO$ | +162.142 | | |
| 与 $H_2O$ 反应 | | | |
| $C+H_2O$（g）$\rightarrow CO+H_2$ | +118.628 | | |
| $CO+H_2O$（g）$\rightarrow CO_2+H_2$ | −43.514 | | |
| $C+2H_2O$（g）$\rightarrow CO_2+2H_2$ | +75.114 | | |
| 与 $H_2$ 反应 | | | |
| $C+2H_2\rightarrow CH_4$ | −752.400 | | |

#### 3.1.1.2 化学反应平衡

由于生物质中 C、H、O 元素占绝大多数，其他元素如 N、S 等数量较少，但后者经氧化反应后，产物是 $NO_x$、$SO_x$，这些产物会对环境产生严重污染。因此，尽管在热力学上研讨 NO/空气、$NO/NO_2$、$SO_2/SO_3$ 的平衡也是同等重要的，但由于它们的真实含量是非常低的，所以在生物质的燃烧中通常不对这些组分的平衡关系加以讨论。从热力学上看，生物质燃烧实际上就是 C、H 元素的化学反应与反应平衡，尤为重要的是 $CO/CO_2$ 的平衡关系，它表明燃烧是否完全，涉及到燃烧效率。

假定生物质燃烧时，发生化学反应为

$$aA + bB + cC + \cdots \rightleftharpoons xX + yY + zZ + \cdots \tag{3-1}$$

式中 A、B、C——参与反应物的组分；

X、Y、Z——反应产物的组分。

按质量作用定律，化学反应速度与反应物的浓度乘方的乘积成正比。此时的正逆反应速度分别为

$$v_1 = k_1 [A]^a [B]^b [C]^c \tag{3-2}$$

$$v_2 = k_2 [X]^x [Y]^y [Z]^z \tag{3-3}$$

式中 $k_1$、$k_2$——正逆反应速度常数。

温度对化学反应速度的影响极大，主要表现在反应速度常数 $k$ 上。不同物

质在不同温度下，$k$ 不同。按阿累尼乌斯定律，即

$$k = k_0 e^{-\frac{E_a}{RT}} \tag{3-4}$$

式中 $k_0$——常数，称频率因子；

$R$——气体常数，等于 8.314J/（mol·K）；

$T$——绝对温度，K；

$E_a$——反应的活化能，J/mol。

活化能大，反应速度常数 $k$ 小，化学反应速度 $v$ 低；活化能小，化学反应速度 $v$ 高。温度高，速度常数 $k$ 大，化学反应速度高；温度低，化学反应速度低。

当反应系统达到化学平衡时，$v_1 = v_2$，化学平衡时诸成分浓度之间的关系式为

$$\frac{[X]^x[Y]^y[Z]^z\cdots}{[A]^a[B]^b[C]^c\cdots} = \frac{k_1}{k_2} = K_r \tag{3-5}$$

式中 $K_r$——化学平衡常数。

$K_r$ 是不随浓度变化只决定于温度的常数，对于理想气体，化学平衡常数只是温度的函数，和压力无关。

根据化学反应平衡常数，可以在此平衡条件下确定生成产物的理论极限产率。研究化学反应的化学平衡，则是为了了解最佳反应状态，以及主动改变某些平衡条件以调节生成物中某些组分气体。

按此，对应于表 3-1 中所列出的 C、$H_2$ 及与之有关的化学反应，不同温度下的平衡常数的对数见表 3-2。

**表 3-2 气体与 C（固体）、$H_2$（气体）及与之相关反应的平衡常数的对数**

| 温度（K） | 反应 | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ① | ② | ③ | ④ | ⑤ | ⑥ | ⑦ | ⑧ | ⑨ | ⑩ | ⑪ |
| 300 | 64.48 | 47.54 | 89.42 | -20.94 | -16.04 | 4.90 | -11.15 | 8.75 | 79.63 | 24.80 | 139.36 |
| 400 | 51.29 | 38.12 | 64.47 | -13.18 | -10.23 | 2.94 | -7.29 | 5.40 | 58.58 | 15.64 | 104.47 |
| 500 | 40.97 | 32.51 | 49.44 | -8.46 | -6.71 | 1.75 | -4.96 | 3.34 | 45.93 | 10.05 | 83.57 |
| 600 | 34.09 | 28.80 | 39.37 | -5.29 | -4.34 | 0.94 | -3.40 | 1.94 | 37.49 | 6.28 | 69.64 |
| 700 | 29.17 | 26.18 | 32.16 | -2.99 | -2.63 | 0.36 | -2.28 | 0.93 | 31.44 | 3.56 | 59.68 |
| 800 | 25.47 | 24.22 | 26.72 | 1.25 | -1.34 | -0.09 | -1.43 | 0.17 | 26.90 | 1.51 | 52.21 |
| 900 | 22.60 | 22.72 | 22.48 | 0.12 | -0.32 | -0.44 | 0.77 | -0.41 | 23.37 | -0.09 | 46.38 |

续表

| 温度（K） | 反应 | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ① | ② | ③ | ④ | ⑤ | ⑥ | ⑦ | ⑧ | ⑨ | ⑩ | ⑪ |
| 1000 | 20.30 | 21.53 | 19.07 | 1.23 | 0.50 | -0.73 | -0.23 | -0.87 | 20.53 | -1.37 | 41.70 |
| 1100 | 18.42 | 20.56 | 16.27 | 2.14 | 1.17 | -0.97 | 0.21 | -1.24 | 18.21 | -2.41 | 37.86 |
| 1200 | 16.84 | 19.76 | 13.93 | 2.91 | 1.74 | -1.17 | 0.57 | -1.53 | 16.27 | -3.27 | 34.65 |
| 1300 | 15.51 | 19.09 | 11.94 | 3.57 | 2.23 | -1.34 | 0.89 | -1.77 | 14.63 | -4.00 | 31.91 |
| 1400 | 14.37 | 18.52 | 10.23 | 4.14 | 2.65 | -1.49 | 1.16 | -1.96 | 13.22 | -4.61 | 29.55 |
| 1500 | 13.38 | 18.03 | 8.74 | 4.64 | 3.02 | -1.63 | 1.39 | -2.11 | 11.99 | -5.13 | 27.49 |
| 3000 | 6.43 | 14.80 | -1.94 | 8.37 | 5.73 | -2.64 | 3.10 | -2.23 | 3.34 | -7.96 | 12.00 |
| 4000 | 4.68 | 14.10 | -4.74 | 9.42 | 6.49 | -2.93 | 3.55 | -1.39 | 1.13 | -7.88 | 7.20 |

尽管人们已经在这方面进行了大量的研究，在理论上取得了大量的成就，但是在实际的燃烧工程中，由于平衡很难达到，因此上述方程的应用是受到限制的，加上燃料与空气不可能达到理想混合，温度也不稳定。因此，燃烧生成的CO组分是要实测的，而不是单纯靠热力学方程来计算。

美国的Fields等引入了热平衡的概念，在分析实际燃烧过程中，热平衡比热力学平衡更有实际意义。对生物质颗粒来说，在瞬间是不可能达到热力学平衡的，但是，确实存在一种热平衡，即由输入的燃料和空气所产生的热量等于排出热量的一种平衡状态，排出热量为燃烧产物的热焓与燃烧装置周围热损失之和。而要了解生物质燃烧产生热量的速率，就必须考虑动力学方面的问题。

### 3.1.2 生物质燃烧反应动力学

生物质燃烧反应就是生物质与氧化剂（空气中的氧）之间进行的气固多相反应，因此，有必要了解一下异相化学反应动力学的一般知识。

#### 3.1.2.1 异相化学反应速度

固体燃料和气态的氧的反应是在固体表面进行的。氧扩散到固体表面与之化合，化合形成的反应物（$CO_2$或其他）再离开固体表面扩散到远处。因此两者之间的总反应速度除了与化学反应速度有关外，还与氧气和中间生成气向碳表面的分子扩散速度有关。氧从远处扩散到固体表面的流量为

$$m = \alpha_{zl}(C_\infty - C_b) \tag{3-6}$$

式中 $\alpha_{zl}$——质量交换系数；

$C_\infty$——远处的氧浓度；

$C_b$——固体表面的氧浓度。

这些氧扩散到了固体表面，固体就与其发生化学反应。实验表明，这个反应速度与表面上的氧浓度有关，一般与 $C_b$ 的某一分数幂成比例。为简便起见，姑且认为与 $C_b$ 成比例。化学反应速度可以用氧的消耗速度来表示，即

$$m = K_b^{O_2} = kC_b \tag{3-7}$$

式中 $K_b^{O_2}$——单位时间单位面积的固体表面上消耗掉的氧量；

$k$——化学反应常数，服从于阿累尼乌斯定律。

已知远处的氧浓度 $C_\infty$，则

$$K_b^{O_2} = \frac{C_\infty - C_b}{\frac{1}{\alpha_{zl}}} = \frac{C_b}{\frac{1}{k}} = \frac{C_\infty - C_b + C_b}{\frac{1}{\alpha_{zl}} + \frac{1}{k}} = \frac{C_\infty - C_b + C_b}{\frac{1}{\alpha_{zl}} + \frac{1}{k}} = \frac{C_\infty}{\frac{1}{\alpha_{zl}} + \frac{1}{k}} \tag{3-8}$$

一方面，由于 $k$ 服从于阿累尼乌斯定律，当温度上升时，$k$ 急剧增大。另一方面，$\alpha_{zl}$ 与温度 $T$ 的关系十分微弱，可近似认为与温度无关。因此，如果把式（3-8）在 $K_b^{O_2}-T$ 坐标上表示，所得坐标图见图 3-1，整个反应速度曲线可分成三个区域。

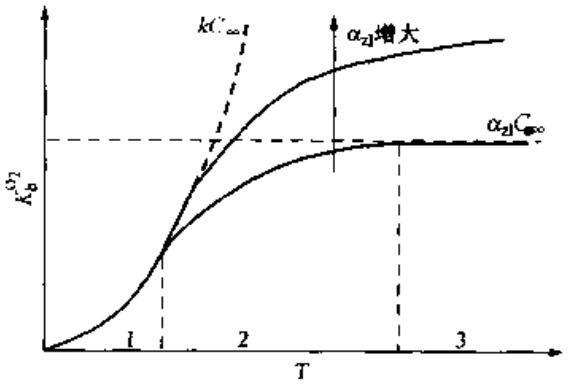



图 3-1 扩散动力燃烧的分区

1—动力区（化学动力控制）；2—过渡区；3—扩散区（扩散控制）

（1）动力区（化学动力控制）。当温度 $T$ 较低时，$k$ 很小，$\frac{1}{k}$ 很大，$\frac{1}{k} >> \frac{1}{\alpha_{zl}}$。因而，$K_b^{O_2} \approx kC_\infty$。此时燃烧速度取决于化学反应速度，因而称为动力燃烧区（或动力区）。由于反应速度常数很小，固体表面的化学反应很缓慢，消耗的氧量很少，所以此时 $C_b = C_\infty$。此时提高燃烧速度的关键在于提高温度，例如在生火点炉时，应抓住温度这一关键，不必大力送风，以免降温。

（2）过渡区。随着燃烧反应放出热量的增多，固体及其周围气体的温度会进一步提高，从而使得 $k$ 变大，$\alpha_{zl}$ 与 $k$ 大小差不多，因而不能忽略。此时燃烧速度既取决于化学反应速度，又取决于氧向固体表面的扩散速度。

（3）扩散区（扩散控制）。当温度 $T$ 很高时，$k$ 很大，$\frac{1}{k}$ 很小，$\frac{1}{k} << \frac{1}{\alpha_{zl}}$。

因而，$K_b^{O_2} \approx \alpha_{zl} C_\infty$。此时燃烧速度取决于氧的扩散，因而称为扩散燃烧区（或扩散区）。由于反应速度常数很大，固体表面的化学反应很快，氧从远处扩散来到固体表面后很快几乎全部被消耗掉，所以固体表面的氧浓度 $C_b$ 很低，几乎为零。消耗的氧量很少，此时 $C_b = C_\infty$。提高燃烧速度的关键在于提高固体表面的质量交换系数 $\alpha_{zl}$，例如提高空气与固体燃料表面之间的相对速度就可以达到提高 $\alpha_{zl}$ 的目的。正常运行的燃烧装置中火床温度很高，燃烧处于扩散区，此时加强送风，就可提高出力。

以上所述的化学反应与扩散的综合反应机理反映了固体燃烧过程的基本规律，但是实际上燃烧过程还包括许多更为复杂的环节与因素，牵涉到许多种化学反应。

3.1.2.2 生物质的燃烧过程

由生物质的组成可知，生物质中含碳量少，水分含量大，使得其发热量低，如秸秆类的收到基发热量为 12000～15500kJ/kg；含氢较多，一般为 4%～5%，生物质中的碳多数为与氢结合成较低分子量的碳氢化合物，易挥发，燃点低，故生物质燃料易引燃。燃烧初期，挥发分析出量大，要求有大量的空气才能完全燃烧，否则会冒黑烟。由于生物质燃料的这些特点，使得生物质的燃烧与煤的燃烧一样也经历预热干燥阶段、热分解阶段（挥发分析出）、挥发分燃烧阶段、固定碳燃烧阶段和燃尽阶段，但其燃烧过程有一些特点。

（1）预热干燥阶段。在该阶段，生物质被加热，温度逐渐升高。当温度达到 100℃左右时，生物质表面和生物质颗粒缝隙的水被逐渐蒸发出来，生物质被干燥。生物质的水分越多，干燥所消耗的热量也越多。

（2）热分解阶段。生物质继续被加热，温度继续升高，到达一定温度时便开始析出挥发分，这个过程实际上是一个热分解反应。生物质的热分解动力学表达式为

$$\frac{d\alpha}{dt} = ke^{\frac{E\alpha}{RT}}(1-\alpha)n \tag{3-9}$$

式中 $\frac{d\alpha}{dt}$——热分解速率；

$\alpha$——燃烧质量变化率；

$n$——反应级数。

反应级数 $n$ 与生物质本身的组成，热分解时的升温速率、温度、颗粒的粒度等有着密切的关系。一般认为，生物质燃烧时的热分解是一个一级反应，即 $n=1$，析出挥发分的速度随着时间的增加按指数函数规律递减。起初析出速度

很快，较迅速地析出挥发分的 70%～90%，但最后的 10%～30%要过较长的时间才能完全析出。

（3）挥发分燃烧阶段。随着温度继续提高，挥发分与氧的化学反应速度加快。当温度升高到一定温度时，挥发分就燃烧起来，即发生着火，此温度称为生物质的着火温度。由于挥发分的成分较复杂，其燃烧反应也很复杂，几种主要可燃气体与空气混合物在大气压力下的着火温度见表 3-3。

**表 3-3　　可燃气体与空气混合物在大气压力下的着火温度**

| 可燃气体 | 分子式 | 着火温度（℃） | 可燃气体 | 分子式 | 着火温度（℃） |
|---|---|---|---|---|---|
| 氢气 | $H_2$ | 530～590 | 乙烯 | $C_2H_4$ | 540～550 |
| 一氧化碳 | CO | 610～658 | 丙烯 | $C_3H_6$ | 455 |
| 甲烷 | $CH_4$ | 645～790 | 丁烯 | $C_4H_8$ | 445～500 |
| 乙烷 | $C_2H_6$ | 530～594 | 乙炔 | $C_2H_2$ | 335～500 |
| 丙烷 | $C_3H_8$ | 510～588 | 硫化氢 | $H_2S$ | 290～487 |
| 丁烷 | $C_4H_{10}$ | 441～569 | 苯 | $C_6H_6$ | 580～740 |

当挥发分中的可燃气体着火燃烧后，释放出大量的热能，使得气体不断向上流动，边流动边反应形成扩散式火焰。例如平时看到木质类物质燃烧时的火焰（火苗）就是挥发分的燃烧所形成的。在此扩散火焰中，由于空气与可燃气体混合比例的不同，因而形成各层温度不同的火焰。比例恰当的，燃烧好，温度就高；比例不恰当的，燃烧不好，温度就低。所以过大、过小的比例，即进入燃烧室的空气过多或过少都会造成火熄灭。

挥发分中的可燃气体的燃烧反应速度取决于反应物的浓度和温度。如前所述，高温时，速度常数 $k$ 大，挥发分析出的速度快，氧和可燃气体的浓度高，燃烧反应速度高；反之，燃烧反应速度较低。相对于整个生物质的燃烧而言，挥发分的燃烧速度很快，从挥发分析出到挥发分基本燃烧完所用的时间约占生物质全部燃烧时间的 1/10～1/5。

当生物质表面燃烧所放出的热能逐渐积聚，会通过传导和辐射向生物质内层扩散，从而使内层生物质也被加热，挥发分析出。析出的挥发分继续与氧混合燃烧，并放出大量的热量，使得挥发分与生物质中剩下的焦炭的温度进一步升高，直到燃烧产生的热量与火焰向周围传递的热量形成平衡。

（4）固定碳燃烧阶段。生物质中剩下的固定碳在挥发分燃烧初期被包围着，氧气不能接触碳的表面，经过一段时间以后，挥发分的燃烧快要终了时，一旦氧气接触到炽热的碳，就可发生燃烧反应。

1）碳与氧的反应（氧化反应）。碳的燃烧，理论上可按下列两种反应进行，即

$$C + O_2 = CO_2,\ \Delta H = -408.177\text{kJ/mol} \quad (3\text{-}10)$$

$$2C + O_2 = 2CO,\ \Delta H = -246.034\text{kJ/mol} \quad (3\text{-}11)$$

实际上碳和氧不是按照式（3-10）、式（3-11）的机理进行化学反应的，式（3-10）、式（3-11）只是表示整个化学反应的物料平衡和热平衡而已。实际上在高温下，当氧与炽热碳表面接触时，一氧化碳与二氧化碳会同时产生，基本上按式（3-12）与式（3-13）反应，即

$$4C + 3O_2 = 2CO_2 + 2CO \quad (3\text{-}12)$$

$$3C + 2O_2 = 2CO + CO_2 \quad (3\text{-}13)$$

这两个反应是碳与氧燃烧过程的初次反应，碳与氧首先生成中间碳氧络合物（$C_3O_4$），中间络合物再变化生成 $CO_2$、CO，即

络合：$$3C + 2O_2 = C_3O_4 \quad (3\text{-}14)$$

离解：$$C_3O_4 + C + O_2 = 2CO + 2CO_2 \quad (3\text{-}15)$$

燃烧反应是由氧被吸附到固体碳表面、络合、在氧分子的撞击下离解等诸环节串联而成的。

温度略低于 1300℃时，吸附环节的速度常数很大，不是控制反应速度的步骤可忽略不计。于是表面上的氧消耗速度（即燃烧速度）为络合和离解速度所控制，当表面上的氧浓度 $C_b$ 很小时（如空气中燃烧），为一级反应，反应速度取决于频率不很高的氧分子撞击而引起的离解的速度；当表面上的氧浓度 $C_b$ 很大时（如纯氧中燃烧），为零级反应，反应速度取决于较慢的络合速度。

温度高于 1600℃时，碳氧络合物（$C_3O_4$）不待氧分子撞击而自行热分解，这种热分解是零级反应，反应式为

$$C_3O_4 = 2CO + CO_2 \quad (3\text{-}16)$$

此时的吸附最困难，且它是一个与表面氧浓度成正比的一级反应，即碳与氧的反应机理是由化学吸附所引起的。随着温度 $T$ 升高，吸附速度增快。

所以碳的燃烧所产生的 CO 量的多少由温度的高低和空气供给量的多少决定，900～1200℃时主要按式（3-12）进行反应，在 1450℃以上时，则主要按式（3-13）反应。

2）碳和二氧化碳的反应。碳与氧燃烧过程的初次反应所产生的 $CO_2$、CO 又可能与碳和氧进一步发生二次化学反应。它们是碳的异相气化反应，反应式为

$$C + CO_2 = 2CO,\ \Delta H = +162.142\text{kJ/mol} \quad (3\text{-}17)$$

以及在气相中进行的燃烧反应，反应式为

$$2CO + O_2 \rightarrow 2CO_2,\ \Delta H = -570.320 kJ/mol \quad (3\text{-}18)$$

式（3-12）、式（3-13）、式（3-17）和式（3-18）这四个反应在燃烧过程中同时交叉和平行进行着。其中碳和二氧化碳的反应，又称气化反应或二氧化碳的还原反应，是一个吸热反应。在这个反应的进程中，二氧化碳也是首先要吸附到碳的晶体上，形成络合物，然后络合物分解，最后再让一氧化碳吸逸走。络合物的分解可能是自动进行的，也可能是在二氧化碳分子的撞击下进行的。

当温度略大于 700℃时，最薄弱的环节是碳氧络合物的自行分解，此反应是零级反应；当温度大于 950℃时，最薄弱的环节是碳氧络合物受二氧化碳高能分子的撞击下的分解，所以这个反应就转化为一级反应。温度更高时，最薄弱的环节又变成化学吸附，反应仍为一级。例如生物质气化中，碳和二氧化碳的反应为主要反应。在低温下（800℃以下），反应速度几乎等于零，活化能很大，而且仅当温度超过 800℃以后反应速度才很显著，并且要到温度很高时，它的反应速度常数才超过碳的氧化反应的速度常数。

3）碳和水蒸气的反应。如果在燃烧过程中有水蒸气存在，（这在燃烧技术上经常发生，例如生物质中的水分、分解产生的水分以及水蒸气气化剂），它也会向焦炭表面扩散，产生碳的气化，产生氢或甲烷气体，反应式为

$$C + 2H_2O(g) \rightarrow CO_2 + 2H_2,\ \Delta H = +75.114 kJ/mol \quad (3\text{-}19)$$

$$C + 2H_2O(g) \rightarrow CO + H_2,\ \Delta H = +118.628 kJ/mol \quad (3\text{-}20)$$

$$C + 2H_2 \rightarrow 2CH_4,\ \Delta H = -752.400 kJ/mol \quad (3\text{-}21)$$

碳与水蒸气的反应性质与上述的碳与二氧化碳的反应式（3-17）十分类似，但其活化能要大很多，所以要到温度很高时才会以显著的速度进行。但由于水蒸气的分子量小于二氧化碳，其扩散速度比二氧化碳快很多，所以水蒸气对碳的气化比二氧化碳快。在燃烧室中有适量的水蒸气，可促进固定碳的燃烧。

（5）燃尽阶段。固定碳含量高的生物质的碳燃烧时间较长，而且后期燃烧速度更慢。因此有时将焦炭燃烧的后段称燃尽阶段。随着焦炭的燃烧，不断产生灰分，把剩余的焦炭包裹，妨碍气体扩散，从而妨碍碳的继续燃烧，而且灰分还要消耗热量。这时适当人为地加以搅动或加强通风，都可加强剩余焦炭的燃烧。灰渣中残留的余炭也就产生在此阶段。

必须指出，上述各阶段并不是机械地串联进行的。实际上很多阶段是互有交叉的，而且不同燃烧在不同条件下，各阶段进行情况也有差异。

#### 3.1.2.3 完全燃烧的条件

由以上生物质燃烧的分析可知，生物质完全燃烧时，需要注意如下条件。

（1）足够高的温度。足够高的温度以保证供应着火需要的热量，同时保证

有效的燃烧速度。生物质的燃点约为 250℃，其温度的提高由点火热供给。点火过程中热量逐渐积累，使更多的物料参与反应，温度也随之升高，当温度达到 1000℃时，生物质便能很好地燃烧了。

（2）合适的空气量。若空气量太少，可燃成分不能充分燃烧，会造成未完全燃烧损失；但若空气量过多，会降低燃烧室温度，影响完全燃烧的程度，此外会造成烟气量多，降低装置的热效率。具体供应空气量的多少要根据具体的燃料和燃烧装置进行计算，将在下一节介绍。

（3）充裕的时间。燃料的燃烧具有一定的速度，所以要燃烧完全总是需要一定的时间。因此，足够的反应时间是燃料完成燃烧的重要条件之一。

### 3.1.3 生物质燃烧的物质平衡与能量平衡

同其他燃料一样，生物质燃烧的物质平衡和能量平衡计算是生物质热转化装置和设备设计计算的一个重要组成部分。下面分别作一简单介绍。

#### 3.1.3.1 生物质燃烧过程的物质平衡计算

燃料燃烧时，都需要一定的空气量，同时产生燃烧产物（烟气和未燃尽的固体颗粒、灰分）等。由于未燃尽的固体颗粒所占的体积分数很小，因此一般计算可忽略不计，灰分则通常直接由分析生物质燃料工业分析数据获得。所以燃烧过程的物质平衡计算实际上是燃烧空气量的计算和烟气量的计算。在进行空气量和烟气量计算时，假定满足下列条件：

（1）空气和烟气的所有成分（包括水蒸气）都可当作理想气体进行计算。

（2）所有空气和气体换算成标准状态下的体积，单位为 $m^3/kg$（对气体而言为 $m^3/m^3$）。标准状态下气体的体积是 $22.4m^3/kmol$。

（1）理论燃烧空气量的计算。恰好能够满足 1kg［$1m^3$（标准状态）］的燃料完全燃烧所需要的干空气量，称为理论空气量，用符号 $V^0$ 表示。计算燃料的理论空气量，首先可从计算燃料中可燃元素（C、H、S）完全燃烧时所需要的氧气量入手。

碳完全燃烧时生成二氧化碳（$CO_2$）的反应式为

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 \tag{3-22}$$

碳的相对分子质量为 12，故 1kg 碳完全燃烧时需要的氧气量在标准状态下是 $22.4/12 = 1.866m^3$，并产生 $22.4/12 = 1.866m^3$（标准状态）的二氧化碳气体。

同理，氢完全燃烧生成水的反应式为

$$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O \tag{3-23}$$

氢的相对分子质量是 1.008，故 1kg 氢完全燃烧时需要的氧气量在标准状态下是 $22.4/（4\times1.008）= 5.55m^3$，并产生 $2\times22.4/（4\times1.008）= 11.1m^3$（标准状态）

的水蒸气。

硫完全燃烧时生成二氧化硫（$SO_2$）的反应式为

$$S+O_2 \rightarrow SO_2 \tag{3-24}$$

硫的相对分子质量为32，故1kg硫完全燃烧时需要的氧量在标准状态下是$22.4/32=0.7m^3$，并产生$22.4/32=0.7m^3$（标准状态）的二氧化硫气体。

则1kg燃料完全燃烧时的氧气量等于上述可燃元素燃烧所需要的氧气量，再减去燃料自身所含的氧气量（氧气的相对分子质量是32，1kg氧气标准状态的体积为$22.4/32=0.7m^3$）。则1kg收到基燃料含$C_{ar}$/100kg、$H_{ar}$/100kg、$S_{ar}$/100kg、$O_{ar}$/100kg，所以1kg收到基燃料充分燃烧需要供给氧气（标准状态）的体积为

$$V_{O_2}^0=1.866\times\frac{C_{ar}}{100}+5.55\times\frac{H_{ar}}{100}+0.7\times\frac{H_{ar}}{100}+0.7\times\frac{O_{ar}}{100},\ m^3/kg \tag{3-25}$$

由于干空气中氧气体积占21%，氮气占79%，所以1 kg收到基燃料燃烧所需要的干空气体积——理论空气（标准状态）量为

$$\begin{aligned}V^0&=\frac{1}{0.21}\left(1.866\times\frac{C_{ar}}{100}+5.55\times\frac{H_{ar}}{100}+0.7\times\frac{S_{ar}}{100}-0.7\times\frac{O_{ar}}{100}\right)\\&=0.0899(C_{ar}+0.375S_{ar})+0.265\,H_{ar}-0.0333\,O_{ar},m^3/kg\end{aligned} \tag{3-26}$$

实际上，燃料燃烧时，每放出4.18kJ的热量所需理论空气量大致是相同的，所以在粗略估算时可以用式（3-27）计算，即

$$V^0=1.12\times\frac{LHV_{ar}}{1000}=\frac{LHV_{ar}}{900} \tag{3-27}$$

（2）理论烟气量的计算。1kg收到基燃料在供给理论空气量的条件下充分燃烧产生的烟气量（折算到标准状态的体积），称为理论烟气量，用符号$V_y^0$表示。由上面讨论理论空气量时燃料中的可燃元素与氧化合可知，理论烟气量必然由二氧化碳、二氧化硫、水蒸气及氮气组成。

1）1kg收到基燃料充分燃烧产生的二氧化碳和二氧化硫的体积分别为

$$V_{CO_2}^0=1.866\times\frac{C_{ar}}{100}=0.01866C_{ar} \tag{3-28}$$

$$V_{SO_2}^0=0.7\times\frac{S_{ar}}{100}=0.01866\times0.375S_{ar} \tag{3-29}$$

2）1kg收到基燃料充分燃烧产生的氮气体积为

$$V_{N_2}^0=\frac{N_{ar}}{100}\times\frac{22.4}{28}+0.79V^0=0.008N_{ar}+0.79V^0 \tag{3-30}$$

上述1)、2)中三项体积之和习惯上称理论干烟气量，即$V_{gy}^0 = V_{CO_2}^0 + V_{SO_2}^0 + V_{N_2}^0$。

3）1kg收到基燃料充分燃烧后产生烟气中的水蒸气体积主要由以下几部分组成。

a. 燃料中氢元素与氧化合形成的水蒸气体积，即

$$11.1 \times \frac{H_{ar}}{100} = 0.111H_{ar} \tag{3-31}$$

b. 燃料水分蒸发形成的水蒸气体积，即

$$\frac{M_{ar}}{100} \times \frac{22.4}{18.016} = 0.0124M_{ar} \tag{3-32}$$

c. 由理论空气量带入的水蒸发（一般取值为10g/kg干空气）形成的水蒸气体积，即

$$V^0 \times 1.293 \times \frac{10}{1000} \times \frac{22.4}{18.016} = 0.016V^0 \tag{3-33}$$

这样，烟气中的水蒸气体积为

$$V_{H_2O}^0 = 0.111H_{ar} + 0.0124M_{ar} + 0.0161V^0 \tag{3-34}$$

如果采用蒸汽雾化设备，应将蒸汽消耗量折算成标准状态下的体积附加在式（3-34）中。

这样，理论烟气量表达式为：

$$\begin{aligned} V_y^0 &= V_{CO_2}^0 + V_{SO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 \\ &= 0.01866(C_{ar} + 0.375S_{ar}) + 0.008N_{ar} \\ &\quad + 0.79V^0 + 0.111H_{ar} + 0.0124M_{ar} + 0.0161V^0 \end{aligned} \tag{3-35}$$

（3）过量空气系数与实际烟气体积。在燃烧装置中，实际供给的空气量（$V$）与理论空气需要量（$V^0$）之比，称为过量空气系数，用符号$\alpha$表示，即

$$\alpha = \frac{V}{V^0} \tag{3-36}$$

在实际的燃烧装置中，由于空气与燃料混合不充分，为了保证燃料能充分完全地燃烧，实际所供给的空气量往往较理论空气量多，即$\alpha > 1$。不同的炉灶、锅炉及各种燃烧室的$\alpha$取不同的值。一般炉灶取$\alpha = 1.7 \sim 2.5$；锅炉取$\alpha = 1.2 \sim 1.7$；发动机燃烧室取$\alpha = 0.85 \sim 1.3$。

过量空气系数是控制燃烧工况和影响燃料利用的经济性的重要指标：$\alpha$偏大，虽可使燃烧完全，但会降低炉膛温度，影响燃烧及增大排烟损失；$\alpha$偏小，会使燃烧不完全损失增大。

1kg收到基燃料在过量空气系数$\alpha > 1$的情况下充分燃烧产生的烟气量（折

算到标准状态的体积），称为实际烟气量，简称烟气量，用符号 $V_y$ 表示。显然，对于同一种燃料而言，实际烟气量大于理论烟气量。其差值既包含超出理论空气量的剩余干空气体积，还有剩余空气中所含的水蒸发的水蒸气体积。因此，实际烟气量为

$$V_y = V_y^0 + (\alpha - 1)V^0 + 0.0161(\alpha - 1)V^0 \tag{3-37}$$

（4）不完全燃烧烟气量。在两种情况下可能会发生不完全燃烧，一是所供给的空气量不能满足燃料中可燃成分完全燃烧的需要；另一种情况是即使在有过剩空气时，由于混合接触不好，亦会发生不完全燃烧。但无论是哪一种情况，当燃料不完全燃烧时，烟气除了含有完全燃烧产物外，还含有可燃气体，如一氧化碳（CO）、甲烷（$CH_4$）、氢气（$H_2$）、重碳化合物（$C_mH_n$）等（有时也许还有未燃尽的碳粒）。

此时，干烟气 $V_{gy}$（不含水蒸气的烟气）中各成分的体积分数为

$$CO_2 + SO_2 + O_2 + N_2 + H_2 + CH_4 + C_mH_n = 100\% \tag{3-38}$$

由于这些可燃气体的数量无法从理论上进行确定，所以必须通过氧化锆氧量计及烟气分析仪表进行监测。但一般烟气中 $CH_4$、$H_2$ 等含量很少，不完全产物主要是 CO。所以一般假定燃料中的氢可以全部反应生成 $H_2O$，不完全燃烧产物仅有 CO。

假定不完全燃烧产物仅有 CO，且已知烟气成分和 $SO_2$、$CO_2$ 和 CO 含量，就可计算烟气体积。由化学方程式（3-39），即

$$2C + O_2 \longrightarrow 2CO \tag{3-39}$$

可知，1kg 碳燃烧产生 $2\times22.4/(2\times12) = 1.866m^3$ 的 CO（标准状态），因此 1kg 碳产生的 CO 和 $CO_2$ 的体积相同，而 1kg 燃料含有 $C_{ar}$/100kg 碳，产生的 CO 和 $CO_2$ 的总体积应为

$$V_{CO} + V_{CO_2} = 1.866 \times \frac{C_{ar}}{100} \tag{3-40}$$

则

$$V_{CO} + V_{CO_2} + V_{SO_2} = 1.866 \times \frac{C_{ar} + 0.375S_{ar}}{100} \tag{3-41}$$

又因

$$CO_2 + SO_2 + CO = \frac{V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{CO}}{V_{gy}} \times 100 \tag{3-42}$$

所以

$$V_{gy} = \frac{V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{CO}}{CO_2 + SO_2 + CO} \times 100 \tag{3-43}$$

$$V_{gy}=1.866\times\frac{C_{ar}+0.375S_{ar}}{CO_2+SO_2+CO} \tag{3-44}$$

不完全燃烧时，水蒸气体积的计算和完全燃烧时相同。

干烟气中的氮由空气中的氮和燃料本身的氮两部分组成，对于固体和液体燃料，后者很少，可以忽略不计。而空气中氮的体积和氧的体积是成比例的，即氮占79%、氧占21%。

假定不完全燃烧产物仅有CO，且已知烟气成分和$SO_2$、$CO_2$和$O_2$含量，干烟气的体积应当为

$$\begin{aligned}V_{gy}&=V_{CO_2}+V_{SO_2}+V_{CO}+V_{O_2}+V_{N_2}\\&=V_{CO_2}+V_{SO_2}+V_{CO}+V_{O_2}+\frac{79}{21}\left(V_{CO_2}+V_{SO_2}+0.5V_{CO}+V_{O_2}\right.\\&\left.+5.55\times\frac{H_{ar}}{100}-0.7\times\frac{O_{ar}}{100}\right)\end{aligned} \tag{3-45}$$

整理后可得式（3-46），即

$$100\left(\frac{V_{CO_2}}{V_{gy}}+\frac{V_{SO_2}}{V_{gy}}+0.605\times\frac{V_{CO}}{V_{gy}}+\frac{V_{O_2}}{V_{gy}}\right)+4.38\times\frac{H_{ar}-0.126O_{ar}}{V_{gy}}=21 \tag{3-46}$$

式（2-46）左边后一项可以写为

$$\begin{aligned}4.38\times\frac{H_{ar}-0.126O_{ar}}{V_{gy}}&=4.38\times\frac{H_{ar}-0.126O_{ar}}{1.866\times\frac{C_{ar}+0.375S_{ar}}{CO_2+SO_2+CO}}\\&=2.35\times\frac{H_{ar}-0.126O_{ar}}{C_{ar}+0.375S_{ar}}(CO_2+SO_2+CO)\end{aligned} \tag{3-47}$$

令

$$\beta=2.35\times\frac{H_{ar}-0.126O_{ar}}{C_{ar}+0.375S_{ar}} \tag{3-48}$$

则

$$CO_2+SO_2+0.605CO+O_2+\beta(CO_2+SO_2+CO)=21 \tag{3-49}$$

可得

$$CO=\frac{[21-\beta(CO_2+SO_2)]-(CO_2+SO_2+O_2)}{0.605+\beta} \tag{3-50}$$

系数$\beta$称为燃料特性系数，由定义知道，它只和燃料的可燃元素有关。对于一定种类的燃料，$\beta$有其一定的数值。若忽略燃料中的$N_{ar}$和$S_{ar}$，则$\beta$可简化为

$$\beta \approx 2.35 \times \frac{H_{ar} - \frac{O_{ar}}{8}}{C_{ar}} \tag{3-51}$$

由式（3-51）可以看出，燃料特性系数$\beta$表示燃料中$\left(H_{ar} - \frac{O_{ar}}{8}\right)$和$C_{ar}$的比值。$\left(H_{ar} - \frac{O_{ar}}{8}\right)$是尚未和氧化合的氢，称做“自由氢”。燃料中氢越多，$\beta$值越大。

3.1.3.2 燃烧装置的热平衡

燃料燃烧装置的热平衡是该装置其他热力计算的基础，通过热平衡计算可以分析燃料中有多少能量被利用，有多少未被利用而成为热损失；从而可分析热损失形成的原因，为提高燃料的有效利用率提出应当采取的措施。用于某装置的热量利用率称为该装置的热效率。为了便于分析和计算，通常对装置的热平衡计算进行列表，见表 3-4。

表 3-4 燃烧装置的热量平衡

| 热量输入 | 热量支出 |
|---|---|
| 燃料的低热值 | 装置有效吸热量 |
| 燃料的显热 | 干烟气的显热热值 |
| 进入转化装置的干空气显热 | 气体未完全燃烧带走的热量 |
| 空气中水分的显热 | 固体未完全燃烧带走的热量 |
| | 灰渣的显热损失 |
| | 装置的散热损失 |

## 3.2 生物质气化技术

生物质气化技术已有 120 多年的历史。最初的气化反应器产生于 1883 年，它以木炭为原料，气化后的燃气驱动内燃机，推动早期的汽车或农业排灌机械。在 20 世纪 20 年代大规模开发使用石油以前，气化器与燃气机的结合一直是人们获取动力的有效方法。生物质气化技术的鼎盛时期出现在二次世界大战期间，当时几乎所有的燃油都被用于战争，民用燃料匮乏，因此德国大力发展了用于民用汽车的车载气化器，并形成了与汽车发动机配套的完整技术。以 Imbert 型及其改进型为代表的车载气化器装备了超过 100 万部的汽车，主要的燃料为木

炭，当木炭缺乏时也可使用优质的硬木。我国在能源困难的20世纪50年代，也曾使用这种方法驱动汽车和农村排灌设备，当时固定床气化反应器的技术水平达到了相当完善的程度。

二次大战后，中东地区油田的大规模开发使世界经济的发展获得了廉价优质的能源，几乎所有发达国家的能源结构都转向以石油为主，生物质气化技术在较长时间内陷于停顿状态。1973年秋季发生的石油危机深刻地影响了世界经济乃至政治格局，使发达国家正在高速增长的经济急转直下。西方各主要工业国家认识到常规能源的不可再生性和分布不均匀性，出于对能源和环境战略的考虑，纷纷投入大量人力、物力进行可再生能源的研究。作为一种重要的新能源技术，生物质气化的研究重新活跃起来，各学科技术的渗透使这一技术发展到新的高度。主要的生物质气化技术为固定床气化器和流化床气化器，一般情况下已不再使用木炭，而是使用各种木材、林业残余物和稻壳，产生的可燃气体主要用于发电。小型系统采用固定床气化器和内燃机，大型系统采用流化床气化器和燃气轮机组成联合循环气化发电系统，现在已经出现了18MW的实验电站。

我国生物质气化技术也在20世纪80年代以后得到了较快的发展。20世纪80年代初期，我国研制了由固定床气化器和内燃机组成的稻壳发电机组，形成了200kW稻壳气化发电机组的产品并得到推广。同期中国农业机械研究院、中国林业科学院进行了用固定床木材气化器烘干茶叶、为采暖锅炉供应燃气等尝试，中国农业机械研究院研制了用固定床气化器进行木材烘干技术，并得到一定程度的推广。20世纪90年代中期，中国科学院广州能源研究所进行了流化床气化器的研制，并与内燃机结合组成了流化床气化发电系统，使用木屑的1MW流化床发电系统已经投入商业运行，并取得了较好的效益。在借鉴国外生物质气化技术的基础上，山东省科学院能源研究所在“七五”期间提出了生物质气化集中供气技术的设想，通过“七五”、“八五”期间的研究和改进，成功研制了秸秆气化机组和集中供气系统中的关键设备，在燃气发生、输配及使用方面形成了配套完整的技术。1994年建成第一个实际运行的集中供气的试点工程以后，迅速在全国推广，目前全国已经建设了约500个生物质气化集中供气工程。生物质气化集中供气技术在高效利用农村剩余秸秆，减轻由于秸秆大量过剩引起的环境问题，为农村居民供应清洁的生活燃料方面已经开始发挥作用，逐渐成为以低品位生物质原料供应农村现代生活燃气的新事业。

### 3.2.1 生物质气化的基本原理

生物质气化是在一定的热力学条件下，将组成生物质的碳氢化合物转化为含一氧化碳和氢气等可燃气体的过程。为了提供反应的热力学条件，气化过程需要供给空气或氧气，使原料发生部分燃烧。气化过程和常见的燃烧过程的区别是燃烧过程中供给充足的氧气，使原料充分燃烧，目的是直接获取热量，燃烧后的产物是二氧化碳和水蒸气等不可再燃烧的烟气；气化过程只供给热化学反应所需的那部分氧气，而尽可能将能量保留在反应后得到的可燃气体中，气化后的产物是含氢、一氧化碳和低分子烃类的可燃气体。

生物质气化的过程很复杂，随着气化装置的类型、工艺流程、反应条件、气化剂种类、原料性质等条件的不同，反应的过程也不同，这些过程的基本反应包括：

$$C + O_2 \longrightarrow 2CO_2$$

$$2C + O_2 \longrightarrow 2CO$$

$$H_2O + C \longrightarrow CO + H_2$$

$$2H_2O + C \longrightarrow CO_2 + 2H_2$$

$$2CO + O_2 \longrightarrow 2CO_2$$

$$H_2O + CO \longrightarrow CO_2 + H_2$$

$$CO_2 + C \longrightarrow 2CO$$

$$CO_2 + CH_4 \longrightarrow 2CO + 2H_2$$

$$C + 2H_2 \longrightarrow CH_4$$

$$CO + 3H_2 \longrightarrow CH_4 + H_2O$$

$$CO_2 + H_2 \longrightarrow CO + H_2O$$

$$2H_2 + O_2 \longrightarrow 2H_2O$$

气化装置简称气化炉，不同气化炉的反应过程也有差异，图 3-2 所示为固定床气化炉的常见结构类型，其中常见的为下吸式和上吸式气化炉。

为了更好地描述生物质的气化过程，我们以上吸式固定床气化炉为例，具体分析生物质的气化过程。

生物质在上吸式固定床气化炉中的气化过程可以用上吸式气化炉气化原理更清楚地表示，见图 3-3。生物质从上部加入，气化剂（空气）从底部吹入，气化炉中参与反应的生物质自上而下分成干燥层、热分解层（裂解层）、还原层和氧化层。下面就 4 个反应区分别描述生物质的气化过程。

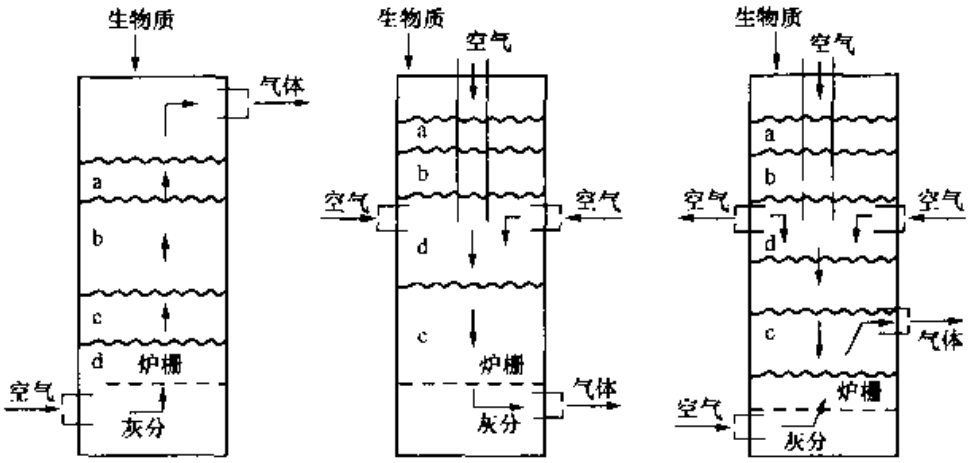



图 3-2 固定床气化炉

a—干燥层；b—热解层；c—还原层；d—氧化层

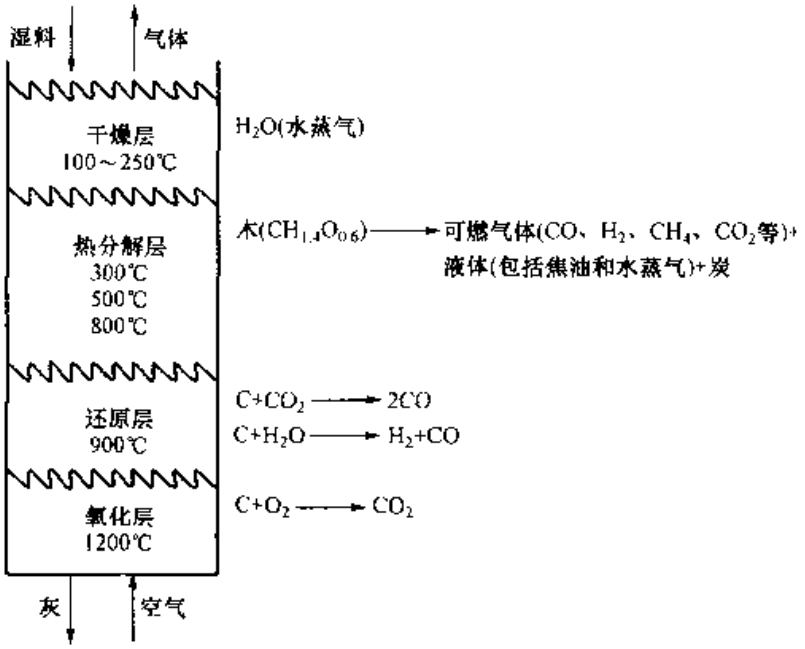



图 3-3 上吸式气化炉气化原理

#### 3.2.1.1 生物质的干燥

在气化炉的最上层为干燥层，从上面加入的生物质物料直接进入到干燥层，湿物料在这里与三个反应层（见图 3-3）生成的热气体产物进行换热，使原料中的水分蒸发出去，生物质物料由含有一定水分的原料转变为干物料。干燥层的温度大约为 100～250℃。干燥层的产物为干物料和水蒸气，水蒸气随着三个反应层的产热排出气化炉，而干物料则落入裂解层。

#### 3.2.1.2 裂解反应

在氧化层和还原层生成的热气体，在上行过程中经过裂解层，将生物质加

热，生物质受热后发生裂解反应。在反应中，生物质中大部分的挥发分从固体中分离出去。由于生物质的裂解需要大量的热量，在裂解层温度为400～600℃。裂解反应方程式为

$$CH_{1.4}O_{0.6} = 0.64C + 0.44H_2 + 0.15H_2O + 0.16CO + 0.145CO_2 + 0.055CH_4$$

当然，在裂解反应中还有少量烃类物质的产生。裂解层的主要产物为炭、氢气、水蒸气、一氧化碳、二氧化碳、甲烷、焦油及其他烃类物质等，这些热气体继续上升，进入到干燥层，而炭则进入下面的还原层。

#### 3.2.1.3 还原反应

在还原层已没有氧气存在，在氧化反应中生成的二氧化碳在这里与炭及水蒸气发生还原反应，生成一氧化碳（CO）和氢气（$H_2$）。由于还原反应是吸热反应，还原层的温度也相应降低，约为700～900℃，其还原反应方程式为

$$C + CO_2 \xrightarrow{} 2CO + \Delta H \qquad \Delta H = -162.41\ kJ$$

$$H_2O + C \xrightarrow{} CO + H_2 + \Delta H \qquad \Delta H = -118.82kJ$$

$$2H_2O + C \xrightarrow{} CO_2 + 2H_2 + \Delta H \qquad \Delta H = -75.24kJ$$

$$H_2O + CO \xrightarrow{} CO_2 + H_2 + \Delta H \qquad \Delta H = -43.58kJ$$

还原层的主要产物为一氧化碳、二氧化碳和氢气，这些热气体同氧化层生成的部分热气体进入上部的裂解层，而没有反应完的炭则落入氧化层。

#### 3.2.1.4 氧化反应

气化剂（空气）由气化炉的底部进入，在经过灰渣层时与热灰渣进行换热，被加热的热气体进入气化炉底部的氧化层，在这里同炽热的炭发生燃烧反应，生成二氧化碳，同时放出热量。由于是限氧燃烧，氧气的供给是不充分的，因而不完全燃烧反应同时发生，生成一氧化碳，同时也放出热量。在氧化层，温度可达1000～1200℃，反应方程式为

$$C + O_2 \xrightarrow{} CO_2 + \Delta H \qquad \Delta H = 408.8kJ$$

$$2C + O_2 \xrightarrow{} 2CO + \Delta H \qquad \Delta H = 246.44kJ$$

在氧化层进行的均为燃烧反应，并放出热量，也正是这部分反应热为还原层的还原反应、物料的裂解和干燥提供了热源。在氧化层中生成的热气体（一氧化碳和二氧化碳）进入气化炉的还原层，灰则落入下部的灰室中。

通常把氧化层及还原层合起来称作气化区，气化反应主要在这里进行；而裂解层及干燥层则统称为燃料准备区或叫作燃料预处理区。这里的反应是按照干馏的原理进行的，其载热体来自气化区的热气体。

如上所述，在气化炉内截然分为几个层的情况实际上并不如此。事实上，

一个层可以局部地渗入另一个层，由于这个缘故，上述过程多多少少有一部分是可以互相交错进行的。

气化过程实际上总是兼有燃料的干燥裂解过程的。气体产物中总是掺杂有燃料的干馏裂解产物，如焦油、醋酸、低温干馏气体，所以在气化炉出口，产出气体成分主要为一氧化碳、二氧化碳、氢气、甲烷、焦油及少量其他烃类（$C_nH_m$），还有水蒸气及少量灰分。这也是实际气化产生的可燃气的热值总是高于理论上纯气化过程产生可燃气的热值（标准状态下为 4437kJ/m$^3$）的原因。

生物质的气化反应机理十分复杂，至今仍是一个有争议的问题，主要有以下 3 种学说。

（1）还原说。该学说认为碳和氧反应首先生成 $CO_2$，而 CO 的存在是由于 $CO_2$ 被燃料中的碳还原的结果。

（2）一氧化碳说。该学说认为 CO 是碳和氧反应的初生物，CO 进一步氧化时形成 $CO_2$。

（3）络合物说。该学说认为碳和氧首先形成 $C_xO_y$ 络合物，由于温度等条件不同，这个络合物分成不同比例的 CO 和 $CO_2$，所以，CO 和 $CO_2$ 是同时形成的。

衡量气化过程的能量转换效率即气体质量的好坏，一般采用以下几个概念：

（1）碳转化率，即气化生成气中碳总量与气化原料中的碳总量之比。

（2）气化效率，即气化生成气的总热量与气化原料总热量之比。

（3）热效率，即生成物的总热量与总耗热量之比。

### 3.2.2 气化过程的热量平衡

气化过程是一个非常复杂的能量转换过程，为了使气体燃料的能量最大限度地转入气化气中，必须以物理学的基本原理认真分析气化过程。应选择促进或抑制某反应进行的条件，尽量多地得到所需要的气体成分，从而提高能量转换效率。

在生物质气化过程中，人们总是希望耗用最低限度的热量，使原气化原料的化学能最大限度地转化为气体燃料的化学能。因此，必须研究了解气化过程的热量平衡。

在进行热平衡计算时，应当预先给定被气化燃料、气化剂的组成数据，并设定预期得到的气体燃料、其他排出物料的组成数据，由此建立物料平衡。各种进出物料的相互转化是十分复杂的，不仅与气化燃料、气化剂的组成有关，而且与气化进程工艺参数（温度、压力等）有关。

建立物料平衡后，再根据进、出物料的温度进行热平衡计算，应该指出的是，物料的温度与气化反应的热效率密切相关。

气体反应所需热能，一般直接由气化过程中的一部分燃料的氧化反应放出的热量提供。少数气化方法采用间接加热方式，但效率很低。

### 3.2.3 气化反应的化学平衡

气化反应如同其他的大多数化学反应一样，在原始物料之间进行反应的同时，反应生成物之间根据反应条件而存在不同程度的逆反应。可以正逆两方向进行的反应称为可逆反应。

根据化学反应平衡常数，可以在此平衡条件下，确定生成气体和其他物质的极限产率，研究气化反应的化学平衡，则是为了了解最佳反应状态和主动改变某些平衡条件，以调节生成气的某些组成气体。

气化反应的动平衡状态是由反应物料、生成物的浓度与反应温度、反应压力决定的。所以平衡常数是该过程设定的反应温度和反应压力的函数。

以下简述一般气化过程中经常发生的随温度变化而导致某些反应平衡状态改变的趋势。

（1）反应 $CO_2 + C \rightarrow 2CO$。这一反应是燃料气化过程中的重要反应之一。

固体燃料在移动床或固定床内气化时，过程中的二氧化碳来自氧化层；固体燃料和液体燃料在流化床或气流床内气化时，二氧化碳则与其他反应同时产生。当反应温度小于 850℃时，二氧化碳与炽热的炭进行还原反应时的逆反应速度很快，很难还原为一氧化碳，欲促进还原反应则应提高反应温度。反应温度高于 850℃时，则发生还原反应生成一氧化碳，逆反应速度极为缓慢。因此，升高温度是提高一氧化碳含量的主要方法之一。

（2）反应 $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$。这是制取以氢为主要成分的气体燃料的重要反应，也是提供气化过程中甲烷化反应所需氢源的基本反应。当温度高于 850℃时，此反应的正反应速度高于逆反应速度，故有利于生成氢气。为有利于此反应的进行，通常要求反应温度高于 900℃。

（3）反应 $C + 2H_2 \rightarrow CH_4$。这是制取发热值高的气体燃料的重要反应。随着温度的上升，逆反应速度加快，不利于甲烷的生成。常压气化时，对此反应的适宜反应温度一般认为最好在 800℃。

（4）反应 $2CO + 2H_2 \rightarrow CH_4 + CO_2$。此反应既是气化过程中生成甲烷的主要反应之一，也是气化生成气进行甲烷化以增加甲烷含量的最重要的反应。与反应（3）不同，反应（4）属于均相反应。随着温度的上升，甲烷含量要比反应（3）下降缓慢。但是，温度的升高毕竟对正反应不利，故应控制甲烷化的反

应温度。

### 3.2.4 气化过程的反应动力学

从化学反应动力学观点考虑，气化过程主要是碳和气化剂之间的非均相反应。两者之间的总反应速度除了与反应速度有关，还与气化剂和中间生成气向碳表面的分子扩散速度有关。

生物质气化速度动力学是研究气化中各过程及其速率的理论，目的是确定工艺过程的热效应并指出强化过程的途径，是气化过程的理论基础。该学说包括热分解过程机理及动力学表达式，还原过程中的主要化学反应及过程速率，以及焦炭的燃烧过程及其二次反应过程速率。表 3-5 所示为这三个过程的反应速率比较。

表 3-5 三个过程的反应速率比较

| 项目 | 700℃ | | 800℃ | | 900℃ | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 反应速度 [mg/(s·cm²)] | 速率比 | 反应速度 [mg/(s·cm²)] | 速率比 | 反应速度 [mg/(s·cm²)] | 速率比 |
| 炭—水蒸气汽化 | 0.0393 | 1 | 0.103 | 1 | 0.194 | 1 |
| 炭的燃烧 | 0.937 | 23.8 | 1.063 | 9.84 | 1.414 | 5.9 |
| 热分解 | 3.17 | 80.7 | 4.117 | 38.1 | 5.893 | 30.4 |

#### 3.2.4.1 分解过程机理及动力学表达式

分解过程指固体生物质在缺氧条件下受热分解，形成气体、焦油、炭等产物的过程。热分解是所有生物质气化必经的最关键过程，大约占原料 70%的挥发组分在热解过程中释放出来，它在相当程度上决定气体的质量及气化产物的分布。其结果又直接受温度与加热速度的影响，温度对气体产量、产物分布、气体质量及气化效果的影响分别见图 3-4、图 3-5。

由图 3-4、图 3-5 可见，温度是影响热分解效果的最主要参数，温度升高，气体产率增加，焦油及炭的产率降低，气体中氢及碳氢化合物含量增加，二氧化碳含量减少，气体热值效率提高。因此，提高反应温度，有利于以气化为主要目的的热解过程。

热解过程包含许多复杂的反应，机理的确定是从产物之间的关系着手的。低温时（低于 250℃）的主要产物是 $CO_2$、CO、$H_2O$ 及焦炭；温度升高至 400℃以上时，又发生另一些反应，生成 $CO_2$、CO、$H_2O$、$H_2$、$CH_4$、焦炭及焦油等；温度继续升高至 700℃并有足够的停留时间时，出现二次反应，即焦油裂解为氢、轻烃及炭等产物，见图 3-6。

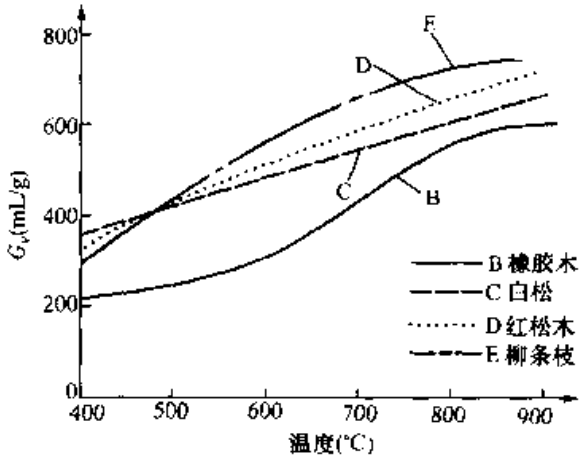



图 3-4　温度对气体产量的影响

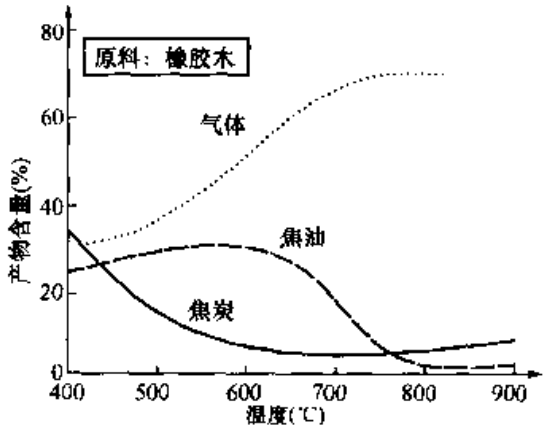



图 3-5　温度对热分解产物分布的影响

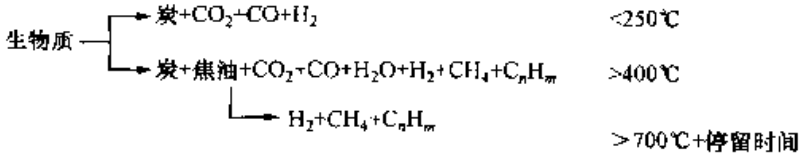



图 3-6　热分解机理模型

不同温度下的动力学参数值如表 3-6 所示。

**表 3-6　　不同温度下的动力学参数值**

| 样品 | $T$（K） | $a$ | $A$(L/s) | $n$ | $E$(J/mol) | $R$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 白松 | 710 | 0.293～0.95 | 9865.9 | 0.6354 | 17.8523 | 0.9998 |
| 白松 | 810 | 0.335～0.96 | 122.11 | 0.5944 | 11.994 | 0.9997 |
| 白松 | 900 | 0.14～0.959 | 40.83 | 0.6756 | 8.5559 | 0.9994 |
| 橡胶木 | 600 | 0.42～0.847 | $2.657\times10^9$ | 0.5829 | 39.7991 | 0.9998 |
| 橡胶木 | 700 | 0.31～0.922 | 230570.2 | 0.681 | 24.7075 | 0.9984 |
| 橡胶木 | 800 | 0.35～0.946 | 5846.01 | 0.7501 | 18.2681 | 0.9989 |
| 橡胶木 | 900 | 0.13～0.969 | 200.62 | 0.776 | 13.2696 | 0.9997 |

### 3.2.4.2　还原过程中的主要化学反应及过程速率

还原过程中的主要化学反应及过程速率是指气化反应中 $CO_2$ 与 C 的还原反应。主要反应式为

$$C+CO \rightarrow 2CO$$

$$C+H_2O \rightarrow CO+H_2$$

$$C+2H_2O \rightarrow CO_2+2H_2$$

$$C+H_2O \rightarrow CO_2+H_2$$

这些反应是可逆的，增加温度与减少压力有利于反应向右进行；至于水蒸气与红热的炭反应则是吸热反应，增加温度都有利于水蒸气还原反应的进行。但生成 CO 与 $CO_2$ 的反应平衡常数是不同的，温度低于 700℃时反应有利于 $CO_2$ 的生成，但温度越高，越有利于生成 CO 的反应进行。另外，温度低于 700℃时，水蒸气与碳的反应速率极为缓慢，在 400℃时，几乎没有反应发生，只有从 800℃开始，反应速率才有明显增加。

反应速率随着温度 $e$ 指数关系升高，用数学方法拟合，得出炭—水蒸气反应速率与反应温度的关系式为

$$\gamma = Ae^{Bt}$$

式中 $t$——反应温度，℃；

$A$——反应常数，值为 $2.695\times10^{-4}$；

$B$——反应常数，值为 $7.234\times10^{-3}$。

3.2.4.3 焦炭的燃烧过程及其二次反应过程速率

生物质炭的燃烧速率受燃烧温度控制，在不同温度下的燃烧速率如图 3-7 所示。焦油的燃烧速率随环境温度的增大而增大，且接近直线关系，温度从 400℃增加至 900℃，燃烧速率增加了一倍多，炭的燃烧速率又受氧通过灰层的扩散速率控制，细颗粒的燃烧速率比大颗粒快得多，见表 3-7。随着颗粒的减少，燃烧速率呈对数曲线递增。

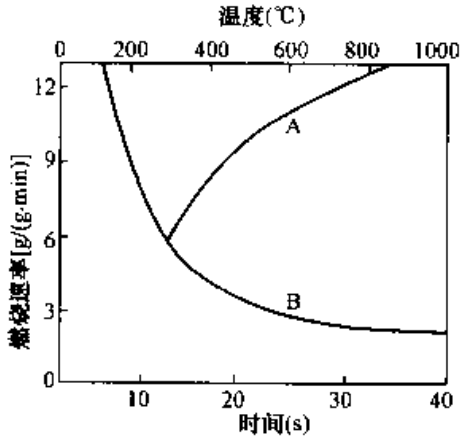



图 3-7 生物质炭的燃烧速率

A—不同温度下的燃烧速率曲线；

B—不同时间下的燃烧速率曲线

表 3-7 900℃下颗粒尺寸对燃烧速率的影响

| 颗粒尺寸（mm） | 燃烧速率[g/(g·min)] |
|---|---|
| 6.25 | 0.648 |
| 0.833 | 5.04 |
| 0.074 | 55.9 |

热分解过程经历两步独立的连续过程：第一步是固相反应，即高分子聚合脱水反应，第一步的反应速率非常快；第二步反应是气相反应，或气相与炭或炭黑的反应。二次反应包括裂解（cracking）、重整（reforming）、水蒸气与一氧

化碳的变换反应、二氧化碳与碳以及炭与水蒸气的还原反应等。

裂解是热分解的第一步产物，即气相挥发组分中重碳氢化物（如焦油）裂解成较小的化学物的过程。在此吸热过程中，C－C、C－H、C－O 键断裂，环状分子裂解成较短的碳键，形成氢、碳的氧化物，以及甲烷和不饱和碳氢化合物。

重整是碳氢化合物与水蒸气的吸热反应，引起异构化及反应，生成碳的氧化物及氢基，这些反应在热解的气相反应中占有相当重要的地位，但在快速热分解中裂解比重整重要得多。

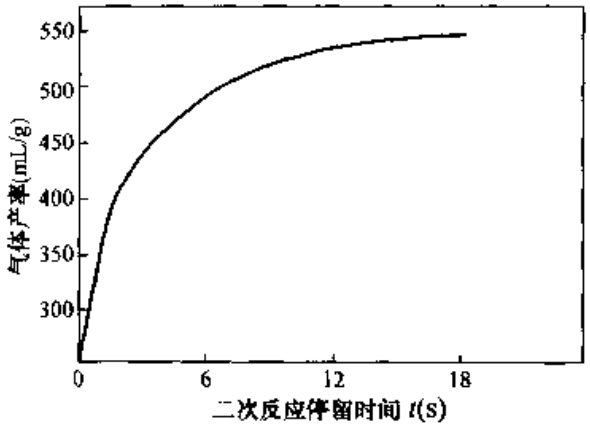



图 3-8　气体产率与气相在二次反应停留时间的关系

温度与停留时间是决定二次反应程度的主要因素。热分解过程的初始产物——挥发组分在700℃下的停留时间对不可冷凝气体产量的影响见图 3-8。二次反应对其影响很大，它使气体产率增大一倍，而过程进行迅速，经过 8s 左右已基本结束。

产量与气相停留时间呈指数关系，拟合成的关系式为

$$V = V_0 + V^* (1 - e^{-Kt})$$

式中　$t$——停留时间；

$V_0$——260mL/g；

$V^*$——270mL/g；

$K$——反应常数，值为 0.2927。

下面用动力学观点解释几个基本反应。

（1）碳与氧的反应速度。碳与氧的反应在络合体表面进行。氧的消耗速度与络合体游离出的碳的表面积成比例关系，这时，碳的氧化反应级数与氧浓度有关。在纯动力区，碳的氧化速度与燃料粒子的质量成比例关系，而与碳粒外表面积无关。

氧化反应一般处于高温状态，反应总速度主要取决于气体向碳表面的扩散速度。因为在这种条件下，氧气流入碳粒内部结构相当困难，氧气主要消耗于碳粒外表面的缝隙和可以进入气体的细孔表面。

碳与氧的化学反应速度极为迅速，可以认为反应时在碳粒表面附近的氧浓度很低，故过程中的一氧化碳的急剧氧化具有二级反应的特征。生成的二氧化

碳的还原反应是吸热反应，故还原阶段的温度将下降。在固体床气化中，表现为氧化区与还原区的温度差；在液态化气化中，由于有氧化反应放出的热量及时补充，温差要小得多。应当指出，在工业化气化装置中，任何温度下的二氧化碳的还原反应均于碳粒内部细孔表面上进行。

（2）二氧化碳还原过程的速度。一般气化装置中，氧化反应生成的二氧化碳是还原为一氧化碳的重要来源，参与此反应的气体中只含有微量氧。首先是二氧化碳与碳粒表面接触并为碳吸收生成中间络合体，而后经还原反应释放出一氧化碳。其反应则由零级过渡到一级反应，总反应速度遵守阿累尼乌斯方程式。

（3）水蒸气分解速度。在纯动力区，水蒸气的分解反应在炭的周围空间进行，与水蒸气起作用的炭的反应面积与炭的质量或体积成比例关系。

送入的气化剂气流中的水蒸气浓度一般可视为定值，而单位时间内转移到生成气中的炭的数量就可视为这一过程中的水蒸气的分解速度。

### 3.2.5 气化过程的几个基本参数

#### 3.2.5.1 当量比

当量比指自供热气化系统中，单位生物质在气化过程所消耗的空气（氧气）量与完全燃烧所需要的理论空气（氧气）量之比，是气化过程的重要控制参数。当量比大，说明气化过程消耗的氧量多，反应温度升高，有利于气化反应的进行；但燃烧的生物质份额增加，产生的 $CO_2$ 量增加，使气体质量下降。理论最佳当量比为 0.28，由于原料与气化方式的不同，实际运行中，控制的最佳当量比在 0.2～0.28。

#### 3.2.5.2 气体产率

气体产率是指单位质量的原料气化后所产生的气体燃料在标准状态下的体积。

#### 3.2.5.3 气体热值

气体热值是指单位体积气体燃料所包含的化学能。

气体燃料的低值简化计算公式为

$$Q_v = 126CO + 108H_2 + 359CH_4 + 665C_nH_m \qquad (3\text{-}52)$$

式中 $Q_v$ ——气体热值，$kJ/m^3$；

$C_nH_m$——不饱和碳氢化合物的总和。

#### 3.2.5.4 气化效率

气化效率是指生物质气化后生成气体的总热量与气化原料的总热量之比，它是衡量气化过程的主要指标，计算式为

$$\text{气化效率（\%）}=\frac{\text{冷气体热值（kJ/m}^3\text{）}\times\text{干冷气体率（m}^3\text{/kg）}}{\text{原料热值（kJ/kg）}}$$

#### 3.2.5.5 热效率

热效率为生成物的总热量与总耗热量之比。

#### 3.2.5.6 碳转换率

碳转换率是指生物质燃料中的碳转换为气体燃料中的碳的份额，即气体中含碳量与原料中含碳量之比。碳转换率是衡量气化效果的指标之一，其计算式为

$$\eta_c=\frac{12CO_2+CO\%+CH_4\%+2.5C_nH_m\%}{22.4\times(298/273)}G_v \tag{3-53}$$

式中 $\eta_c$ ——碳转换率，%；

$G_v$——气化产率。

#### 3.2.5.7 生产强度

生产强度指单位时间内单位反应炉截面积处理原料的能力，其计算式为

$$\text{生产强度[kg/(m}^2\cdot\text{h)]}=\frac{\text{单位时间处理原料量（kg/h）}}{\text{反应炉总截面积（m}^2\text{）}}$$

### 3.2.6 气化过程中的综合影响因素

气化反应是一个非常复杂的热化学过程，这个过程受很多因素的影响。例如反应温度、反应压力、物料特性、气化设备结构等。不同的气化条件，气化产物成分的变化很大。图 3-9 所示为反应温度对气体成分及热值的影响，图 3-10 所示为反应温度对气体产量的影响。表 3-8 所示则为不同生物质气化后的燃气成分。

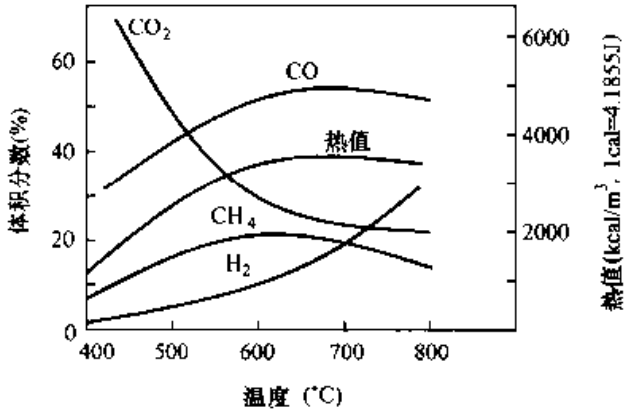



图 3-9 反应温度对气体成分及热值的影响

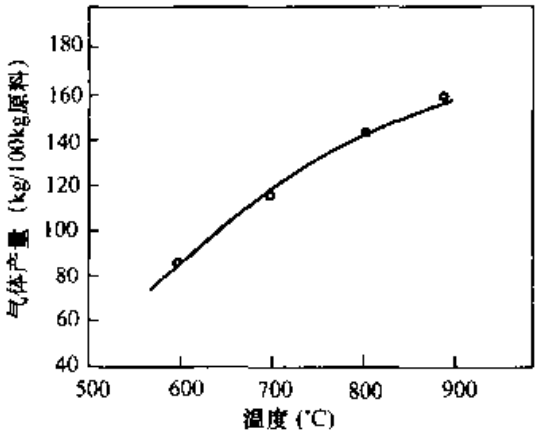



图 3-10 反应温度对气体产量的影响

表 3-8 不同生物质气化后燃气的成分

| 原料品种 | 燃气成分（%） | | | | | | | 低热值（标准状态下）（kJ/m³） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $CO_2$ | $O_2$ | CO | $H_2$ | $CH_4$ | $C_nH_m$ | $N_2$ | |
| 玉米芯 | 12.5 | 1.4 | 22.5 | 12.3 | 2.32 | 0.2 | 48.78 | 5120.0 |
| 棉秸 | 11.6 | 1.5 | 22.7 | 11.5 | 1.92 | 0.2 | 50.58 | 4915.5 |
| 玉米秸 | 13.0 | 1.6 | 21.4 | 12.2 | 1.87 | 0.2 | 49.68 | 4808.8 |
| 稻草 | 13.5 | 1.7 | 15.0 | 12.0 | 2.1 | 0.1 | 55.60 | 4001.8 |
| 麦秸 | 14.0 | 1.7 | 17.6 | 8.5 | 1.36 | 0.1 | 56.74 | 3663.5 |

### 3.2.7 气化技术分类

生物质气化有多种形式，如果按气化介质可分为使用气化介质和不使用气化介质两种。不使用气化介质有干馏气化；使用气化介质则分为空气气化、氧气气化、水蒸气气化、水蒸气—氧气混合气化和氢气气化等。

#### 3.2.7.1 干馏气化

干馏气化其实是热解气体的一种特例。它是在完全无氧或只提供极有限的氧使气化不至于大量发生的情况下进行的生物质热解，也可描述成生物质的部分气化。它主要使生物质的挥发分在一定温度作用下进行挥发，生成固体炭、木焦油、木醋液（可凝挥发物）和气化气（不可凝挥发物）4 种产物。按热解温度可分为低温热解（600℃以下）、中温热解（600～900℃）和高温热解（900℃以上）。气化气热值为 15000kJ/m³，为中热值气体，产物成分比例大致为木焦油 5%～10%，木醋液 30%～35%，木炭 28%～30%，可燃气 25%～30%。由于干馏气化是吸热反应，应在工艺中提供外部热源以使反应进行。

#### 3.2.7.2 空气气化

以空气为气化介质的气化过程。空气中的氧气与生物质中的可燃组分进行

氧化反应，产生可燃气，反应过程中放出的热量为气化反应的其他过程即热分解与还原过程提供所需的热量，整个气化过程是一个自供热系统。但由于空气中含有 79%的 $N_2$，它不参与气化反应，却稀释了燃气中可燃组分的含量，其气化气中氮气含量高达 50%左右，因而降低了燃气的热值气体，热值在 5MJ/m$^3$ 左右。由于空气可以任意取得，空气气化是所有气化过程中最简单也最易实现的形式，因而这种气化技术应用较普遍。

3.2.7.3 氧化气化

氧化气化是指向生物质燃料提供一定氧气，使之进行氧化还原反应，产生可燃气，但没有惰性气体 $N_2$。在与空气气化相同的当量比下，氧气气化的反应温度提高，反应速率加快，反应器容积减少，热效率提高，气化气热值提高 1 倍以上。在与空气气化相同的反应温度下，氧气气化的耗氧量较少，当量比降低，因而也提高了气体质量。氧气气化的气体产物热值与城市煤气相当。在该反应中应控制氧气供给量，既保证生物质全部反应所需要的热量，又不能使生物质同过量的氧反应生成过多的二氧化碳。氧气气化生成的可燃气体的主要成分为一氧化碳、氢气及甲烷等，其热值为 15000kJ/m$^3$ 左右，为中热值气体。

3.2.7.4 水蒸气气化

水蒸气气化是指水蒸气同高温下的生物质发生反应，它不仅包括水蒸气—炭的还原反应，尚有 CO 与水蒸气的变换反应等各种甲烷化反应以及生物质在气化炉内的热分解反应等，其主要气化反应是吸热反应过程。因此，水蒸气气化的热源来自外部热源及蒸汽本身热源。典型的水蒸气气化结果为：生成 $H_2$ 0%～26%，CO 28%～42%，$CO_2$ 16%～23%，$CH_4$10%～20%，$C_2H_2$2%～4%，$C_2H_6$1%，$C_3$ 以上成分 2%～3%。生成的气化气中氢气和甲烷的含量较高，其热值也可以达到 10920～18900kJ/m$^3$，为中热值气体。水蒸气气化的热源来自外部热源及蒸汽本身热源，但反应温度不能过高。该技术较复杂，不易控制和操作。

水蒸气气化经常出现在需要中热值气体燃料而又不使用氧气的气化过程中，如双床气化反应器中，就有一个床是水蒸气气化床。

3.2.7.5 水蒸气—氧气混合气化

水蒸气—氧气混合气化是指空气（氧气）和水蒸气同时作为气化质的气化过程。从理论上分析，空气（或氧气）—水蒸气气化是比单用空气或单用水蒸气都优越的气化方法。一方面，它是自供热系统，不需要复杂的外供热源；另一方面，气化所需的一部分氧气可由水蒸气提供，减少了空气（或氧气）消耗量，并生成更多的 $H_2$ 及碳氢化合物。特别是在有催化剂存在的条件下，CO 变成 $CO_2$ 反应的进行，降低了气体中 CO 含量，使气体燃料更适合于用作城市燃气。

典型情况下，氧气—水蒸气气化的气体成分（体积分数，且在 800℃水蒸气与生物质比为 0.95，氧气的当量比为 0.23）为：$H_2$ 32%，$CO_2$ 30%，CO 28%，$CH_4$ 7.5%，$C_nH_m$ 2.5%。气体低热值为 11.5MJ/m$^3$。

#### 3.2.7.6 氢气气化

氢气气化是使氢气同碳及水发生反应生成大量的甲烷的过程，其反应条件苛刻，需在高温高压及具有氢源的条件下进行。其气化气热值可达 22260～26040kJ/m$^3$，属高热值气化气，此类气化不常应用，表 3-9 所示为不同气化技术的气化特性。

**表 3-9　　不同气化技术的气化特性**

| 气化装置类型 | 空气气化炉 | 氧气气化炉 | 水蒸气气化炉 | 氢气气化炉 |
|---|---|---|---|---|
| 气化剂 | 空气 | 氧气 | 水蒸气 | 氢气 |
| 热量（kJ/m$^3$） | 4200～7560 | 10920～18900 | | 22260～26040 |
| 用途 | 锅炉、干燥、动力 | 区域管网、合成燃料、氨 | | 工艺热源、管网 |

### 3.2.8 生物质气化燃气的特点

这里把生物质燃气同普通的城市煤气作一个对比，了解它们的不同之处，以便正确地使用生物质燃气。

#### 3.2.8.1 生物质燃气成分和热值

尽管可以采用各种气化剂对生物质进行气化，但在目前应用最多、技术较成熟的还是以空气为气化剂的空气气化。空气气化最主要的特点就是产出气体中氮气的比例较高，因此气体热值也就偏低，在生物质燃气中主要可燃成分为一氧化碳和氢气，以及少量的甲烷。而普通煤气中的甲烷及其他烃类的碳氢化合物占绝大部分比例，因而热值较高。

几种主要生物质燃气的主要成分见表 3-10，几种普通煤气的基本成分见表 3-11。

**表 3-10　　生物质燃气的主要成分及热值**

| 原料品种 | 成分（%） | | | | | | 低位热值（kJ/m$^3$） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $H_2$ | CO | $CH_4$ | $CO_2$ | $N_2$ | $O_2$ | |
| 木屑 | 13.98 | 20.2 | 3.95 | 9.15 | 52.02 | 1.2 | 5894 |
| 果树剪枝 | 12.5 | 19.89 | 3.96 | 9.56 | 53.33 | 1.78 | 5676 |
| 木秸混料 | 12.76 | 20.31 | 2.94 | 10.08 | 53.13 | 1.45 | 5371 |
| 玉米芯 | 12.3 | 22.5 | 2.32 | 12.5 | 48.98 | 1.4 | 5032.8 |
| 棉秸 | 11.5 | 22.7 | 1.92 | 11.6 | 50.78 | 1.5 | 5585.2 |

续表

| 原料品种 | 成分（%） | | | | | | 低位热值（kJ/m³） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $H_2$ | CO | $CH_4$ | $CO_2$ | $N_2$ | $O_2$ | |
| 玉米秸 | 12.2 | 21.4 | 1.87 | 13.0 | 49.88 | 1.65 | 5327.7 |
| 麦秸 | 8.5 | 17.6 | 1.36 | 14.0 | 56.84 | 1.7 | 3663.5 |

**表 3-11　　普通煤气的基本成分及热值**

| 燃气种类 | 成分（%） | | | | | | | 低位热值（kJ/m³） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $H_2$ | CO | $CH_4$ | $C_nH_m$ | $CO_2$ | $N_2$ | $O_2$ | |
| 空气煤气 | 0.9 | 33.4 | 0.5 | 0.0 | 0.6 | 64.6 | 0.0 | 1082 |
| 混合煤气 | 44.2 | 13.4 | 18.7 | 0.7 | 2.8 | 18.5 | 0.7 | 14270 |
| 焦油煤气 | 47.3 | 10.8 | 21.3 | 4.2 | 4.6 | 10.6 | 1.2 | 17270 |
| 天然气 | 0.0 | 0.0 | 81.7 | 15.6 | 0.7 | 1.8 | 0.2 | 52820 |
| 石油液化气 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 96.9 | 0.8 | 1.0 | 0.0 | 122260 |

#### 3.2.8.2　生物质燃气理化特性和燃烧特性

燃气的理化特性是进行燃气应用工程设计计算的依据，主要通过试验测定得到，有些特性数据也可通过计算求得。

（1）气体的相对分子质量。单质或化合物的相对分子质量等于组成这个分子的所有原子量的总和。生物质燃气由多种气体混合，其相对分子质量可按式（3-54）计算，即

$$M=\frac{\sum x_i m_i}{100} \tag{3-54}$$

式中　$x_i$——燃气中各单质气体的体积百分数，%；

$m_i$——燃气中各组成气体的相对分子质量。

（2）燃气的密度和相对密度。单位体积燃气的质量称为该燃气的密度，生物质燃气是由多种气体组成的混合气体，其密度可按式（3-55）计算，即

$$\rho^0{}_{\mathrm{R}}=\frac{\sum x_i \rho_i^0}{100} \tag{3-55}$$

式中　$\rho_{\mathrm{R}}^0$——生物质燃气在标准状态下的密度，kg/m³；

$x_i$——燃气中各单质气体的体积分数，%；

$\rho_i^0$ — 燃气中各组成气体在标准状态下的密度，kg/m³。

在燃气应用设计计算中，经常用相对密度来表示气体的特性。燃气的相对密度就是燃气密度与干空气的密度之比，其值按式（3-56）计算，即

$$S=\frac{\rho_R^0}{1.293} \tag{3-56}$$

式中 $S$——燃气的相对密度；

$\rho_R^0$——生物质燃气在标准状态下的密度，$kg/m^3$；

1.293——干空气在标准状态下的密度，$kg/m^3$。

（3）发热值。燃气的发热值可用实验方法测得，也可根据燃气的成分按式（3-57）计算，即

$$Q_g=\frac{\sum x_i Q_i}{100} \tag{3-57}$$

式中 $Q_g$——燃气在标准状态下的干基发热值，$kJ/m^3$；

$x_i$——燃气中各单质气体的体积百分数，%；

$Q_i$——燃气中各组成气体在标准状态下的发热值，$kJ/m^3$。

（4）华白指数。华白指数是一个热负荷指标，它从燃气性质的角度全面地反映了燃气向燃烧器提供热量的能力，是保证已有的燃烧器在燃气性质发生变化时仍能正常使用（燃气的互换性）的重要指标。华白指数可按式（3-58）计算，即

$$W_s=\frac{Q_{gG}}{\sqrt{S}} \tag{3-58}$$

式中 $W_s$——华白指数；

$Q_{gG}$——燃气（在标准状态下）的干燥基高位发热值，$kJ/m^3$；

$S$——燃气的相对密度。

（5）理论空气量。每立方米（标准状态）燃气完全燃烧所需的最小空气量称为理论空气量。单组分可燃气体燃烧所需的理论空气量见表 3-12。

**表 3-12　　单组分可燃气体燃烧所需的理论空气量**

| 气体名称 | 分子式 | 理论空气量（标准状态下）（$m^3/m^3$） | 气体名称 | 分子式 | 理论空气量（标准状态下）（$m^3/m^3$） |
|---|---|---|---|---|---|
| 氢 | $H_2$ | 2.38 | 甲烷 | $CH_4$ | 9.52 |
| 一氧化碳 | CO | 2.38 | 乙烯 | $C_2H_4$ | 14.28 |

对已知组成成分的混合可燃气体，可按式（3-59）计算其理论空气量，即

$$V_k^0=\frac{1}{21}\left[0.5H_2+0.5CO+\sum\left(m+\frac{n}{4}\right)C_nH_m-O_2\right] \tag{3-59}$$

式中 $V_k^0$——理论空气量；

$H_2$、$C_nH_m$、$O_2$——燃气中各成分的体积含量，%。

以玉米秸秆为原料气化后的生物质燃气的理论空气量（标准状态下）为 $0.955m^3/m^3$。

（6）着火浓度极限（爆炸极限）。燃气的燃烧必须具备两个条件：①要与空气或氧混合；②要有点火源。只有燃气和空气混合物中的燃气浓度在一定范围内时，火焰才能在其中传播，超出这个浓度范围，燃气就不能着火。燃气在可燃混合物中能够正常着火的最大和最小浓度称为着火浓度极限。当密闭空间内的可燃气体处于着火浓度极限范围内时，引入点火源，可燃混合物几乎是在瞬间完成燃烧而形成爆炸的。因此，着火浓度极限也称为爆炸极限，其最小浓度称为着火浓度下限（爆炸下限），最大浓度称为着火浓度上限（爆炸上限），单组分可燃气体着火浓度极限见表 3-13。以玉米秸秆为原料气化后的生物质燃气的着火浓度下限为 16.9%，上限为 80.4%。

**表 3-13　　单组分可燃气体着火浓度极限**

| 气体名称 | 分子式 | 着火浓度极限（%） | 气体名称 | 分子式 | 着火浓度极限（%） |
|---|---|---|---|---|---|
| 氢 | $H_2$ | 4.0～75.9 | 甲烷 | $CH_4$ | 5.0～15.0 |
| 一氧化碳 | CO | 12.5～74.2 | 乙烯 | $C_2H_4$ | 2.7～34.0 |

生物质燃气与部分工业燃气的特性对比见表 3-14。

**表 3-14　　生物质燃气与部分工业燃气的特性对比**　　（标准状态下）

| 燃气种类 | 密度（$kg/m^3$） | 相对密度 | 低发热值（$kJ/m^3$） | 华白数 $W_s$ | 爆炸极限 上限/下限 | 理论空气量 | 相对分子质量 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 天然气 | 0.743 | 0.5750 | 36442 | 53282 | 15.0/5.0 | 9.64 | 16.654 |
| 混合煤气 | 0.670 | 0.5178 | 13858 | 21418 | 42.6/6.1 | 3.18 | 14.997 |
| 发生炉煤气 | 1.162 | 0.8992 | 5744 | 6332 | 67.5/21.5 | 1.16 | 20.142 |
| 液化石油气 | 2.350 | 1.8180 | 113730 | 87475 | 9.0/1.9 | 27.37 | 52.651 |
| 生物质燃气 | 1.183 | 0.915 | 4818 | 5396 | 80.4/16.9 | 0.955 | 26.465 |

从表 3-14 所列数据中可以看出，生物质燃气在理化及燃烧特性上与工业燃气相比有较大的不同，如燃气中氮气含量高、热值较低、燃烧所需的理论空气量较少、着火极限（爆炸极限）较高等。

生物质燃气不同于普通煤气的另一个特点是净化效果。通常来讲，普通煤气的净化都非常好，它的规模较大，因此，净化系统也较复杂、完善，

处理后的气体也很干净。而生物质气化一般规模都不是很大，因而净化系统也相对简单一些，其净化效果较普通煤气要差一些，这一点在应用时影响较大。

### 3.2.9 生物质气化设备及工作原理

用来气化固体燃料的设备叫做气化炉。气化炉是生物质气化系统中的核心设备，生物质在气化炉内进行气化反应，生成可燃气。生物质气化炉可分为固定床气化炉和流化床气化炉两种类型，而固定床气化炉和流化床气化炉又都有多种不同形式。根据气化炉内气流运动的方向，固定床气化炉分为下吸式气化炉、上吸式气化炉、横吸式气化炉、开心式气化炉等4种类型；而流化床气化炉又分为单流化床气化炉、循环流化床气化炉、双流化床气化炉、携带床气化炉等形式。

固定床气化炉，是指气流在通过物料层时，物料相对于气流来说，处于静止状态，因此称作固定床。一般情况下，固定流化床适用于物料为块状及大颗粒的原料。

固定床气化炉具有以下优点：①制造简便，有很少的运行部件；②较高的热效率。其缺点为：①内部过程难于控制；②内部物质容易搭桥形成空腔；③处理量小。

在流化床气化炉中，一般采用砂子作为流化介质（也可不用），由气化炉底部吹入的、向上流动的强气流使砂子和生物质物料的运行就像是液体沸腾一样漂浮起来，所以，流化床有时也称为沸腾床。流化床气化炉具有气、固接触，混合均匀的优点，是唯一在恒温床上反应的气化炉，反应温度一般为750～850℃。其气化反应在床内进行，焦油也在床内裂解。流化介质一般选用惰性材料（如砂子）或非惰性材料（石灰或催化剂），可增加传热效率及促进气化反应。按气化炉结构和气化过程，可将流化床气化炉分为单床气化炉、双床气化炉、循环气化炉及携带床气化炉4种类型；如按气化压力，流化床气化炉可分为常压流化床和加压流化床。

生物质流化床气化与固定床气化相比较，具有以下优点：①流化床气化可以使用粒度很小的原料，对灰分的要求也不高；②流化床气化效率和气化强度都比较高，因此，其气化炉的断面要小；③流化床气化的产气能力可在较大范围内波动，且气化效率不会明显降低；④流化床使用的燃料颗粒很细，传热面积大，故传热效率高，而且气化反应温度不是很高且均衡，使结渣的可能性减弱。

流化床气化与固定床比较也有不足之处：①产出气体的显热损失大，用于

自身气化的显热热量很少；②由于流化速度较高，燃料颗粒又细，产出气体中的带出物较多；③流化床要求床内燃料分布均匀、温度均匀、运行控制较复杂。

### 3.2.10 生物质气化技术的应用

生物质气化技术的多样性决定了其应用类别的多样性。不同的气化炉，不同的工艺路线，其最终的用途是不同的；同一气化设备，选用不同的物料，不同的工艺条件，最终的用途也是不同的。因此，在不同的地区，根据不同的条件，选用不同的气化设备、净化设备、工艺路线来决定如何使用生物质燃气是非常重要的。生物质气化技术的基本应用方式主要有四个方面，即用于供热、供气、发电及化学品的合成。

#### 3.2.10.1 生物质气化供热技术

生物质气化供热是指生物质经过气化炉气化后，生成的生物质燃气送入下一级燃烧器中燃烧，为终端用户提供热能。图 3-11 所示是生物质气化供热工艺原理，系统包括气化炉、滤清器、燃烧器、混合换热器及终端装置。该系统的特点是经过气化炉产生可燃气可在下一级燃气锅炉等燃烧器中直接燃烧，因而通常不需要高质量的气体净化和冷却系统，系统相对简单，热利用率高。气化炉常以上吸式气化炉为主，燃料适应性较广。

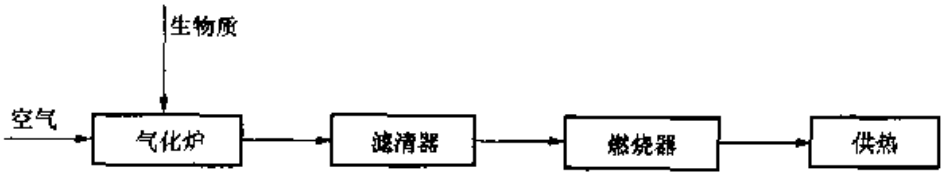



图 3-11 生物质气化供热工艺原理

#### 3.2.10.2 生物质气化供气技术

生物质气化供气技术是指气化炉产生的生物质燃气，通过相应的配套设备，为居民提供炊事用气。生物质气化供气又分为集中供气和单独供气两种类型。

生物质气化集中供气系统是近几年发展起来的一种新的生物质气化应用技术，它可以将生物质经气化炉气化后转变成生物质燃气送入用户，用于炊事，替代薪柴、煤或液化气，使农村居民用上管道煤气。

（1）系统工作原理和一般工艺流程。生物质气化集中供气是在农村的一个村或组建立一个生物质气化站，并将生物质燃气用储气柜储存，通过输气管网向居民集中提供生活用燃气，替代农村居民常用的薪柴、煤或液化石油气。生物质气化集中供气的基本模式如图 3-12 所示。

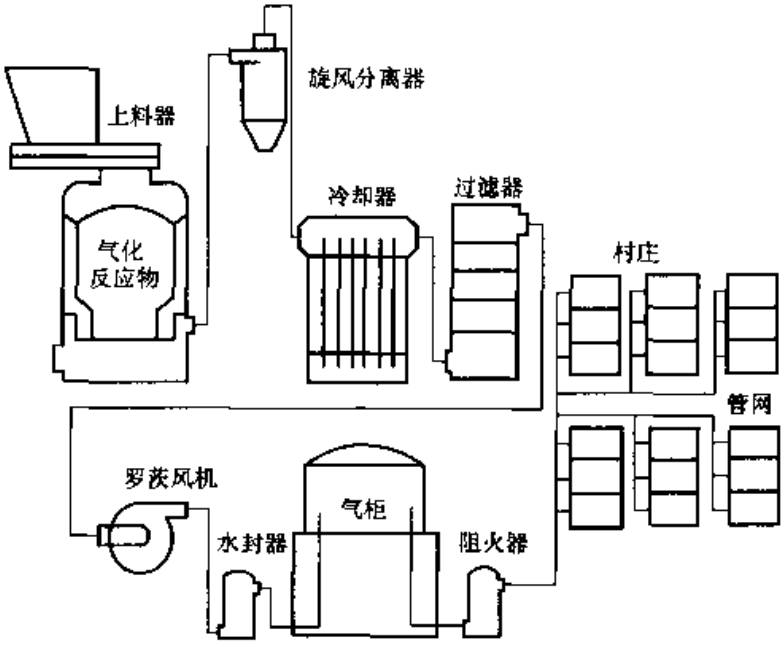



图 3-12 生物质气化集中供气系统工艺流程

系统由原料处理设备、进料装置、气化炉、气体净化系统、罗茨风机、水封器、储气柜和输气管网组成。根据所使用气化炉的要求将气化原料处理成符合条件的物质原料，经进料装置送入气化炉，在气化炉内进行气化反应。气化炉的选用是根据不同的生物质原料、不同的用气规模来确定的，如果使用玉米生物质等秆状类物料，一般选用固定床气化炉；如果是稻壳、谷壳等细小粒状物料，则选用流化床；如果供气户数较少，选用固定床气化炉；如果供气户数多（一般多于 1000 户），则使用流化床气化炉更好。产出的生物质燃气经净化冷却系统除去焦油、灰、炭粒等杂质，并冷却至常温送入储气柜。不同形式的气化炉决定了不同形式的气体净化处理系统。储气柜一般采用湿式浮罩式气柜，鉴于北方地区的防冻因素，也有采用干式气柜（一般是气袋）的。使用气袋式干式气柜向用户输送时，需配加煤气输送机。另外，还有将湿式气柜的水槽部分放入地下，形成半地下湿式气柜，并在地上部分用太阳温室进行保湿处理，尽管投资有所增加，但实际效果较好，能够保证冬季的正常运行。

（2）燃气供应负荷的确定。通常燃气供应系统应确定：①日均负荷，即每天的供气总量；②日负荷曲线，即典型日中瞬间用气量的变化情况；③年度负荷曲线，即考虑气候变化和季节性用气对燃气供应量的影响得出的用气量的变化。

生物质气化集中供气系统的燃气主要为居民生活用气，用途比较单纯，而且系统较小。只要确定日均负荷，适当留有余地就可以合理地确定气化站的燃气供应量，进行气化站的设计。可确定炊事高峰时间的燃气流量作为管网的计

算流量，就能满足管网设计计算的要求。

生物质气化集中供气系统的燃气主要供应居民生活用气和少量公共设施用气，两者每天用气量之和是系统的日均负荷。

1）居民生活用气，主要用于炊事和日常生活用热水。影响居民生活用气量的因素较多，如居民的生活水平和生活习惯、居民每户平均人口、地区的气象条件等。这些影响因素通常无法精确确定，一般是根据对各种典型用户进行调查和测定，并通过综合分析得到平均用气量，也可以测定典型农户原来实际燃料消耗量进行折算。一般情况下，农村居民每天的用气量为 4～6m$^3$。

2）公共设施用气。包括乡职工食堂、饭店、旅馆、理发店等的用气，主要用于炊事和供应热水，几种公共设施的用气量指标见表 3-15。

**表 3-15　　公共设施用气量指标**

| 类　别 | 用气量指标 | 类　别 | 用气量指标 |
|---|---|---|---|
| 职工食堂（10$^4$kJ/kg） | 1.68～2.10 | 旅馆（无餐厅）[10$^4$kJ/(床位·年)] | 67～84 |
| 饭店[10$^4$kJ/(座位·年)] | 796～921 | 理发店[10$^4$kJ/(人·次)] | 0.34～0.42 |

（3）制气和净化。

1）原料及预处理。生物质气化集中供气工程中，一般选用农业废弃物（如玉米秸、高粱秸、麦秸、棉秆等）和木质类林业及果树业废弃物（如薪炭林、枝丫柴、果树剪枝等）为原料。当年的秸秆含水量通常在 50%左右，新剪的树枝含水量在 40%左右，这样高的含水量不利于气化反应，不能直接使用，因此需要晾晒，在含水量达到 20%以下时方可使用。不同的气化设备对原料粒度有不同的要求，原料处理可以根据气化设备要求通过不同的原料处理设备进行处理，使其符合气化要求。原料的储存量应符合下述要求：①处理后的物料储存量大于或等于 3 倍原料日耗量；②干物料的储存量大于或等于 20 倍原料日耗量。

秸秆类原料的处理可使用铡草机，而木质类原料是用电锯处理的。铡草机和电锯的主要技术参数为处理量（t/h）、切草长度、配套动力（kW），选择铡草机时处理量应满足最大处理量大于或等于 3 倍原料单耗（t/h）。

一般铡草机的切割长度是可调整的，有三挡或四挡，可根据气化炉的要求选择不同挡位，以获得不同长度的物料。

2）进料设备。秸秆类物料使用螺旋进料器（铰笼）向气化炉送料，木质类物料用皮带输送机或斗式提升机送料，进料量一般推荐进料速度（kg/h）大于或等于 3 倍原料消耗量（kg/h）。

3）气化及净化。目前用于生物质气化集中供气系统的气化炉一般为固定床气化炉，而且大多数为下吸式固定床气化炉，少数是上吸式固定床气化炉。另外也有小型流化床气化炉用于集中供气系统，还有一种较为特殊的设备即干馏裂解炉。制气和净化系统有正压运行和负压运行两种方式，如图 3-13 所示。

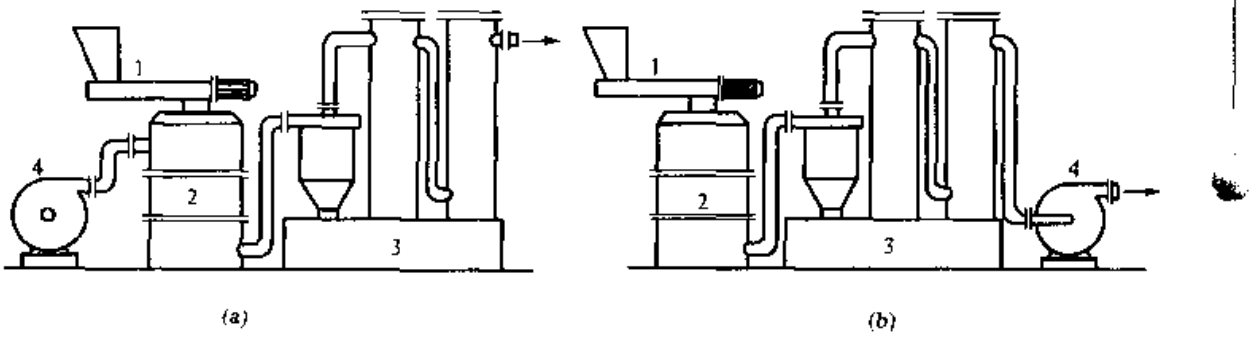



图 3-13 正压运行系统和负压运行系统

（a）正压运行系统；（b）负压运行系统

1—进料器；2—气化炉；3—净化装置；4—风机

气化炉的选择是根据用户使用的具体情况而定的。主要考核气化炉的产气量、气化效率、产出气成分及热值，以及气化炉出口气体焦油含量。

气化炉产气量（标准状态下）由用户用气情况而定，通常可用下式计算，即

$$\text{气化炉产气量}\ (\text{m}^3/\text{h}) = \frac{\text{每户居民平均日用气量} \times \text{供气户数}}{\text{气化炉日开机时间(h)}}$$

一般情况下，气化炉的工作时间既不能太少，使设备闲置率增高，又不能太长，增加工人的劳动强度。比较合适的时间每天为 5h 左右。产出气体成分应符合有关标准，且气体热值（标准状态）应大于 4600kJ/m$^3$。

由于气化炉气化所生成的气体中含有较多的灰尘、焦油及水分，如果要利用则必须要净化，净化主要是去除可燃气中的灰及焦油，按照有关标准，净化后气体中焦油及灰含量（标准状态）不应大于 50mg/m$^3$。要实现这个指标，简单的净化处理是达不到要求的。因此，不同类型净化设备及多级处理方式在生物质气化集中供气系统中是必需的；常用的净化设备为旋风除尘器、喷淋塔、分离器、生物质过滤器等。

4）罗茨风机。在固定床气化炉气化机组中，罗茨风机是机组的动力源，它不但要保证气化炉内的气化反应正常进行，还要保证各个净化设备的运行阻力要求，同时要将净化后的洁净燃气送入有一定压力的储气柜中。所以，罗茨风机的流量和压力是非常重要的两个技术参数。罗茨风机的流量和压力按下式确定：

流量 = (1.2～1.5) × 气化炉额定产气量

$$p_q = p_r + p_c + p_o$$

式中 $p_q$——罗茨风机压力，Pa；

$p_r$——气化炉到罗茨风机入口阻力，Pa；

$p_c$——罗茨风机出口至储气柜间管道阻力，Pa；

$p_o$— 储气柜工作压力，Pa。

（4）燃气储存和输送。

1）储气柜。储气柜是燃气输配系统中的关键设备，它的作用如下：①储存部分燃气，用以补偿用气负荷的变化，保证燃气发生系统的平稳运行。集中供气系统的用气高峰集中在一日三餐的炊事时间，平时只有零星用气，储气柜可在非高峰负荷时储存部分燃气，在用气高峰时放出来以补充气化机组不能及时供应的部分燃气量。②为燃气管网提供一个恒定的输配压力，保证燃气输配均衡，使管网内所有的燃气灶都能按照额定的压力正常燃烧。

燃气输配系统中常用的储气柜有两类，即低压湿式储气柜和低压干式储气柜。

湿式气柜的主要结构包括基础、水槽、钟罩、塔节、导轨、进气和出气管。水槽内部注水，起到密封的作用。

湿式储气柜具有结构简单、施工容易、运行密封可靠的特点，在生物质气化集中供气系统中得到了广泛的应用。但也存在着以下缺点：①在北方地区的冬季，水槽要采取防冻措施，如保湿、加热等，这就要增加初始费用和维护费用；②水槽、钟罩和塔节、导轨等部件常年与水接触，必须定期进行防腐处理；③水槽在储存气体时为无效体积，因此湿式气柜耗用金属较多。

在目前已建成使用的生物质气化集中供气系统中，最大气柜容积仅为1000m$^3$，考虑气化站的投资节省和农村的施工条件，大都选用了外导架直导轨并且只有一个钟罩的单节气柜，即湿式钟罩式储气柜。

在生物质气化集中供气技术的推广中，为适应农村的施工条件和冬季防冻的要求，湿式钟罩式储气柜又发展成两种形式：一种是传统的全钢地上式储气柜；另一种是混凝土水槽半地下式储气柜。半地下式储气柜的水槽由混凝土浇制而成，设置在地面以下；水槽施工要求较高，不能出现渗漏，但节省了钢材，减少了防腐工作量费用，并且冬季具有较好的保温性能。

2）气柜的配重。钟罩浮起时的质量作用在钟罩内的燃气上，产生了一个恒定的压力。对于储气柜以后的输配系统中没有其他增压设备的生物质气化集中供气系统来说，这个压力就是燃气输配的唯一动力。从储气柜到用户，燃气在

输送过程中需要克服管路的沿程阻力和局部阻力，还要为燃气留出稳定燃烧所需的约 800Pa 灶前压力。通常情况下仅靠钟罩的自身质量，还不能满足燃气输配所需的压力数值，必须附加配重块，以增加钟罩的质量。为使钟罩的重心不要太高而失稳，配重块分为外配重块和内配重块两部分。内配重块均匀地堆放在钟罩顶部，可以在试运行时调整数量。钟罩升起后，储气柜的压力为

$$p=\frac{4}{\pi d^2}(w+w_1+w_2-w_3)\times 10 \tag{3-60}$$

式中 $p$——气柜压力，Pa；

$w$——钟罩自身质量，kg；

$w_1$——外配重块的质量，kg；

$w_2$——内配重块的质量，kg；

$w_3$——1000 $v_3$（$v_3$ 为内配重块的体积，$m^3$）内配重块在水中的浮力，kg；

$d$——钟罩直径，m。

储气柜的压力应根据管网的水力计算设置，并在试运行中调整，并不是每一个系统都是相同的数值。

在北方地区的冬季，湿式储气柜的水槽防冻是一个困难的问题，因此也发展了几种干式储气柜。干式储气柜主要由外筒、沿外筒上下活动的活塞和密封装置组成，见图 3-14。燃气储存在活塞以下部分，随活塞上下移动而增减其储气量。它不像湿式气柜那样设有水槽，无效容积小，故可以降低钢材耗量，也可以减少气柜的基础荷载。干式气柜的最大问题是密封问题，即防止在固定的外筒与上下活动的活塞之间产生漏气。正是由于密封比较困难，使得干式气柜结构复杂，施工精度要求高，造价较高，维护工作量也较大。

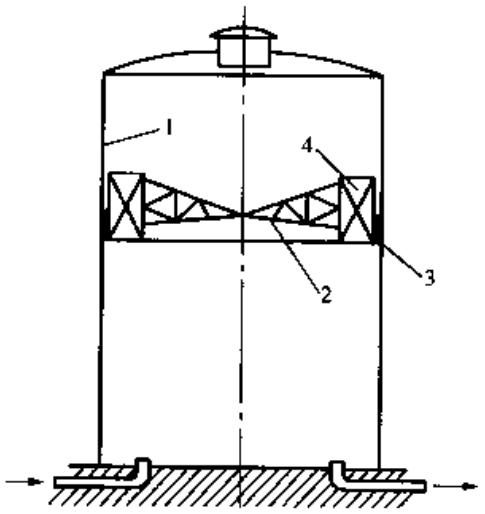



图 3-14 干式储气柜

1—外筒；2—活塞；3—密封环；4—配重

实际采用的密封形式有油密封（阿曼阿恩型）和干式密封（可隆型）结构。

3）输送管网及附属装置。根据燃气主管的布置，燃气输配管网有环状管网和枝状管网两种形式。

环状管网，是在燃气供应区域内，将燃气干管连成一个闭合回路，所有的支管都与这个环网连接。它的优点是每一路支管都由两侧的主管供气，压力比较均衡。当某一段

管线发生故障需要检修时，可关断这部分管线而不致影响全系统的工作，提高了供气的可靠性。当老的供气管网进行扩建时，新的用户从环网上连接，不影响老管网供气。它的缺点是管线较长，耗材和投资较大。

枝状管网是一种发散的管网，各燃气支管都从主管上引出，像树枝一样，所以称为枝状管网。它的优点是投资较少，缺点是某一段管线发生故障，整个系统就要停止运行。

以一个自然村为单元的集中供气系统，规模仅为数十到数百户，一般都选择枝状管网；对于更大规模的集中供气系统，例如以乡镇为单元的集中供气系统，有必要考虑采用环状管网。生物质气化集中供气系统输气管网的设计和布置是根据用户的用气量及位置分布等条件确定的。

根据流量查阅设计手册，选择管及单位长度阻力损失，根据5%～10%的局部阻力计算总的管道阻力损失，燃气管道从气柜到最远用户的管道允许阻力损失可按式（3-61）计算，即

$$\Delta p_d = 0.75 p_n + 150 \tag{3-61}$$

式中 $\Delta p_d$——从气柜到最远燃具的管道允许阻力损失，Pa；

$p_n$——低压燃具的额定压力，Pa。

室外燃气管道地上部分应采用钢管，地下燃气管道可采用钢管或中高密度聚乙烯管，不允许使用软质聚乙烯管及硬质再生塑料管。输气管网的施工与安装应符合国家有关标准和规定，这里不再说明。

为保证管网的稳定安全运行和检修时的操作，在管路的适当地点应设置一些必要的管路附件，包括调节或切断阀门、集水器、放散管等。为在地下管网中放置和操作这些附件，在相应位置要修建一些井。此外，架空敷设的钢管，还要加设管道补偿器以补偿温度变化时管道的伸缩。

阀门是用来启闭管道通路或调节管道流量设备的，集中供气系统的压力不大，但对阀门的严密和密封性要求较高。常用的有闸阀、旋塞阀、球阀等。

闸阀中流体沿直线通过阀门，阀杆旋转90°即可达到启闭的要求。常用在集中供气管道上的是无填料旋塞，它是利用阀芯后部螺母的作用，使阀芯与阀体紧密接触不致漏气，它只允许使用在低压管道上。

球阀体积小，流通断面与管径相等，这种阀门动作灵活、阻力损失小，杂质沉积造成的影响比闸阀小，所以在集中供气工程上应用最多，但大口径的球阀较少见。

生物质燃气是一种含有水分的湿燃气，在输送过程中随着温度的降低，所含的水分会冷凝下来。为及时排除管道中冷凝水，管道敷设时应有一定坡

度，在管道的最低处设集水器，将汇集的水集中排放。集水器通常安装在燃气主管上，其间距一般不大于300m。集水器有两种形式，即自动集水器和手动集水器。

自动集水器的原理见图3-15(a)，集水器内部储有一定的水量来保持一定的水位，管道中的排水管插入排水器中，由于水位高于管道内的燃气压力，可将燃气封住使其不能逸出，进入集水器内的冷凝水由溢流口自动逸出。在集中器的上部装有集水管，首次使用集水器时，应加水至溢流口位置。自动集水器适宜安置在北方少雨地区，地下水位应低于集水器的溢流口。集水器井要求防渗良好，井口高出地面，否则在大雨时，井内灌满水，就会由溢流口倒灌进燃气管道。

手动集水器的原理见图3-15(b)，集水器内部为圆筒形容器，管道中的排水管插入其中，集水器下部设有排水阀，或设有从上部插入的抽水管。当集水器内的冷凝水积聚到一定程度时，由人工打开排水阀门进行排水。手动集水器不受外部水位的影响，但人工排水时要特别注意安全，防止燃气泄漏造成燃气中毒。

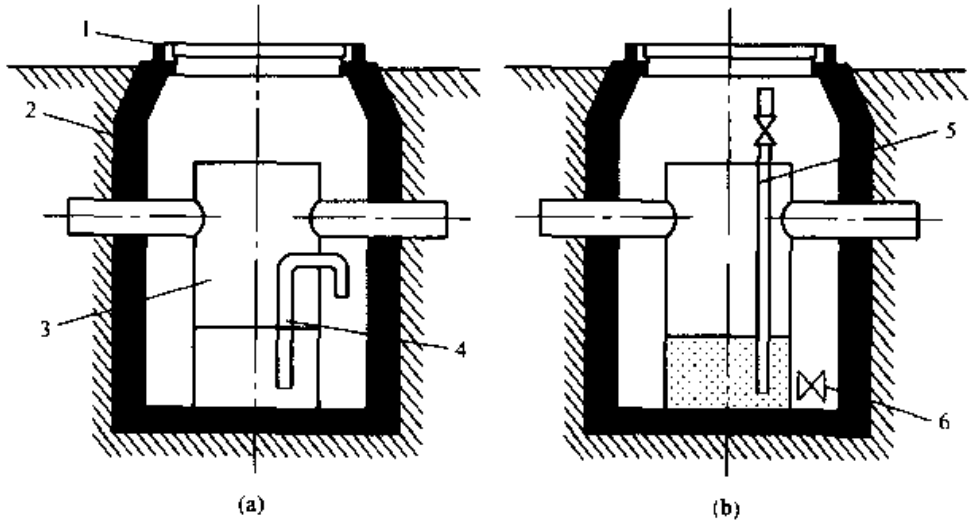



图3-15 集水器（集水井）

（a）自动集水器；（b）手动集水器

1—井盖；2—井筒；3—集水器；4—自动排水管；5—排水管；6—排水阀

储气柜是整个集中供气系统中造价最大的设备，运行时充满可燃气体，必须加装必要的附属装置来保证它的安全运行。在储气柜的入口应设置截断阀门和安全水封，防止气化机组停止产气时，气柜中的燃气倒流回机组和站房。储气柜的出口应设置截断阀门和水封器或阻火器，作用分别是管网检修时阻断气体和在管网发生事故时回火传至气柜。

4）隔离水封器。隔离水封器是燃气发生系统和燃气输配系统之间非常重要的安全装置。燃气输配系统中的储气柜一般在3000～4000Pa压力下运行，在燃气发生系统的运行间歇和设备检修时，燃气倒流回气化站房是十分危险的，因此必须设置可靠的隔离装置。该隔离装置应该允许运行时燃气流向储气柜，而绝对截断燃气输送机停运时燃气流向站房，普通的阀门很难绝对可靠地工作。

图3-16和图3-17所示分别为普通水封器和吊钟式水封器的结构。

普通水封器中用一块挡板将圆柱体外壳分成容积不同的两部分，进气时靠燃气输送机的压力使进气侧水位下降到挡板以下，燃气通过。燃气输送机停运时，出气侧压力使进气侧水位升高很多，封闭了燃气倒流的通路。为保证可靠的隔离，静止时水位应高于挡板下端200mm以上，此时水封器的压力损失约为2500～3500Pa，对于只有一台燃气输送机的生物质气化集中供气系统，克服这一阻力有时是困难的。

吊钟式水封器的进气管伸出水面，外面放置一个下部有孔的吊钟。进气时靠燃气输送机的压力使吊钟升起，孔露出水面后燃气通过。燃气输送机停运时，出气侧压力使吊钟落下，吊钟内的水位升高封闭燃气倒流的通路。由于吊钟的质量较轻，这种水封器的压力损失为500Pa左右。

5）阻火器的结构见图3-18。阻火器外壳中填充小的鹅卵石或金属丝网，填充物将燃气分隔成很多细小的容积，当外界有火源传入时，细小气团的燃烧迅速将热量传给包围它的壁面，使温度不可能上升，从而阻断火焰的传播，即所谓“猝息”作用。

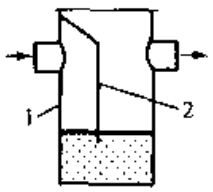



图3-16 普通水封器
1—外壳；2—挡板

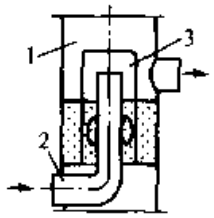



图3-17 吊式水封器
1—外壳；2—进气管；3—吊钟

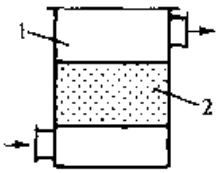



图3-18 阻火器的结构
1—外壳；2—填料

储气柜应安装避雷针，避雷针应不仅能保护气柜本身，而且还能保护到燃气生产车间。避雷针的制作和安装应按照有关规范和图纸，关键是保证良好的接地，安装完毕后实测接地总电阻应小于或等于100Ω。

（5）用户使用系统。用户使用系统由燃气引入管、煤气表、阀门、连接软管和燃气灶具所组成。在楼房的燃气系统中，还有干管、立管、用户支管等。

1）室内管线。室内燃气管道应采用镀锌钢管，并应为明管敷设，不允许埋

入墙中、地下和隐藏在橱柜中。燃气引入管与室外燃气输送管道连接，一般由地下引入室内，当采取防冻措施时也可由地上引入。燃气管道不得敷设在卧室、浴室、地下室、易燃易爆的仓库、有腐蚀性介质的房间、烟道和进风道等地方，应设在厨房或走廊等便于检修的非居住房间内，燃气引入管应不小于 0.005 的坡度，坡向燃气外管网。引入管穿过建筑物基础、墙或管沟时，均应设置在套管中，并应考虑沉降的影响，必要时应采取补偿措施。引入管的最小公称直径不应小于 25mm。

连接软管是在支管上连接灶具的管段，软管的长度不应超过 2m，并不应有接口。软管应采用耐油橡胶管，与燃气管道、接头管、燃气设备的连接处采用压紧螺帽或管卡固定。软管不得穿墙、窗、门。

室内燃气管道的铺设应符合国家有关标准。

2）煤气表。生物质燃气用户单独设置燃气表进行计量，以便进行经济核算。目前户用燃气表主要是膜式计量表，它是一种容积式流量计，根据流过流量计的气体的体积来测定其流量。它具有体积小、质量轻、造价低的优点，在流过额定的流量时的阻力损失不大于 130Pa。但是当它的累计流量达到一定数值后，其精度下降，必须进行更换。单眼灶选用 $2m^3/h$ 的表，双眼灶选用 $4m^3/h$ 的表。

燃气表的位置应满足抄表、检修、保养和安全使用的要求，燃气表应安装在室内通风良好处，不允许安装在卧室、浴室、危险品和易燃物堆放以及与上述情况类似的地方。

3）灶具。生物质气化集中供气系统的燃气一般为低热值燃气，因此，该系统中的灶具同普通城市煤气的灶具是不相同的，这种灶具在燃烧低热值燃气时不能断火，同时热负荷应达到用户使用要求，而且热效率也应达到 50%。

安装燃气灶时要考虑使用方便和安全，灶具不应靠近或对着窗户，以免当燃烧器低负荷运行时火焰被吹灭；灶具两侧均应有通道，与周边家具的净距离不得小于 20cm。

生物质单独供气方式可使农村居民在家里直接使用小型生物质气化炉，将生物质燃气直接接入炉灶使用，其流程如图 3-19 所示。

该系统产气量为 $8\sim10m^3/h$，热量（$4.19\sim5.02$）$\times10^4kJ/h$，燃气热值大于 $46000kJ/m^3$，系统总效率可达 30%～40%。这种户用生物质气化系统体积小、投资少，但也有显著的缺点：①由于气化炉与灶直接相连，生物质燃气不经过任何处理，因而灶具、连接管及气化炉都有焦油渗出，卫生很差，且易堵塞连接管及炊具。②因气化炉较小，气化条件不易控制，产出气体中可燃气成分质量不稳，并且不连续，影响燃用，甚至有安全问题。③从点火至产气需要有一

定的启动时间，增加了劳动时间，而且该段时间内烟气排放也是个问题。因此，建议在该技术还没有实现突破以及在现有技术条件下慎重使用。

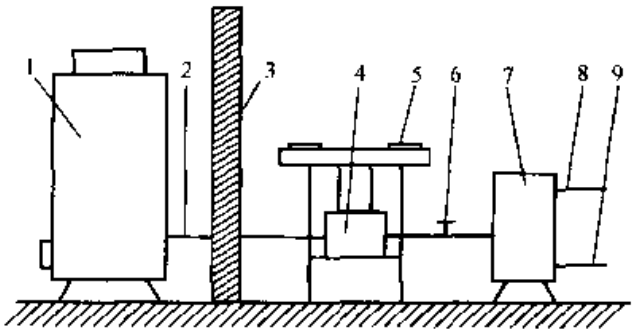



图 3-19　户用生物质气化炉连灶系统

1—气化炉；2—出气管；3—隔断墙；4—分气箱；5—燃气灶；6—阀门；7—燃气换热器；8—热水；9—冷水

### 3.2.10.3　生物质气化发电技术

生物质气化发电系统由于采用的气化技术和燃气发电技术不同，其系统构成和工艺过程也有很大的差别。从气化形式上看，生物质气化过程可以分为固定床气化和流化床气化两大类。其中固定床气化包括上吸式气化、下吸式气化和开心式气化 3 种，现在这 3 种形式的气化发电系统都有代表性的产品；流化床气化包括鼓泡床、循环流化床及双流化床 3 种，这 3 种气化发电工艺目前都有研究，其中研究和应用最多的是循环流化床气化发电系统。另外，国际上为了实现更大规模的气化发电方式，提高气化发电效率，正在积极开发高压流化床气化发电工艺。

从燃气发电过程上看，气化发电可分为内燃机发电系统、燃气机发电系统及燃气—蒸汽联合循环发电系统。内燃机发电系统以简单的燃气内燃机组为主，可单独燃用低热值燃气，也可以燃气、油两用；它的特点是设备紧凑，系统简单，技术较成熟、可靠。燃气轮机发电系统采用低热值燃气轮机，燃气需增压，否则发电效率较低。由于燃气轮机对燃气质量要求高，并且需有较高的自动化控制水平和燃气轮机改造技术，所以一般单独采用燃气轮机的生物质气化发电系统较少。燃气—蒸汽联合循环发电系统是在内燃机、燃气轮机发电的基础上增加余热蒸汽的联合循环，该系统可以有效地提高发电效率。一般来说，燃气—蒸汽联合循环的生物质气化发电系统采用的是燃气轮机发电设备，而且最好的气化方式是高压气化，构成的系统称为生物质整体气化联合循环（B/IGCC）。它的一般系统效率可以达 40%以上，是目前发达国家重点研究的内容。

### 3.2.10.4 生物质气化合成化学品技术

生物质气化合成化学品是指经气化炉产生的生物质燃气，通过一定的工艺合成为化学制品，目前主要是合成甲醇和氨，为运输业提供代用燃料，为种植业提供肥料等。由于在农村此种技术应用极少，这里只作简单介绍。

（1）生物质气化合成甲醇。气化剂在气化炉中产生的中热值可燃气，除去其中的木焦油等有机物，再压缩除去 $CO_2$、$N_2$、$CH_4$ 及其他碳氢化合物；再在一定压力下，使 CO 与 $H_2O$ 反应生成 $H_2$；调整 CO 和 $H_2$ 比例为 1∶2 混合气体，导入合成反应器，经特定催化剂化合成甲醇，图 3-20 所示为系统工艺流程。

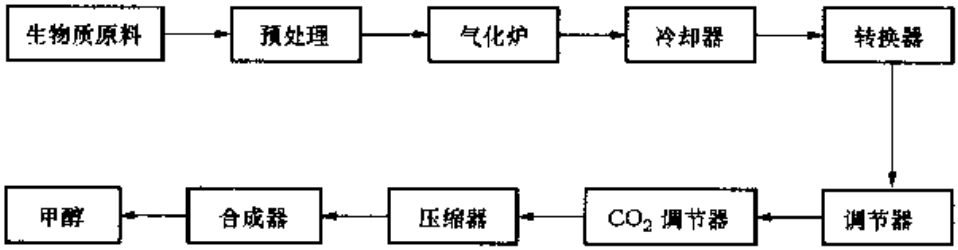



图 3-20 生物质中热值气化合成甲醇技术工艺流程

甲醇具有与乙醇相似的燃料特点，发动机燃用甲醇，结构无需做大的改造，功率输出等性能可基本达到使用汽油水平。目前，德国已广泛使用含 1%～3% 甲醇的混合汽油。生物质气化合成甲醇技术已达到可投产的能力，但是，其产品的经济性尚不能与石油化工和煤化工相竞争。近几年来，欧盟开展了木材气化制甲醇项目，已建成 4 个示范厂，规模为 4.8～12t（干木）/d，4 个厂的主要特点如表 3-16 所示。

**表 3-16 欧盟木材气化制甲醇项目示范厂状况**

| 厂家 | 压力（bar，1bar=$10^5$Pa） | 功率（kg/h） | 反应器类型 | 气化剂 | 连续运行时间（h） | 可燃气中碳氢含量体积(%) | 气化剂用量（kg/kg 木材） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Framatome | 1 | 350 | 流化床＋空管气化炉 | $O_2$ 和 $H_2O$ 分别注入 1 号和 2 号气化炉 | 24 | 0.6 | $O_2$ 为 0.57<br>$H_2O$ 为 0.08 |
| Lurgi | 1 | 200 | 循环流化床 | $O_2$ 和 $H_2O$ | 36 | 6.5 | $O_2$ 为 0.453<br>$H_2O$ 为 0.02 |
| John Brown/Wellman | 1 | 400 | 双流化床＋催化剂 | 空气 | 9.5 | 12.5 | 空气 |
| Italenergi/AGIP | 1 | 500 | 隔板加热水蒸气气化炉＋流化床 | $H_2O$ 供给 1 号气化炉；$O_2$ 供给 2 号气化炉 | 100 | 12.4 | 未知 |

（2）生物质气化合成氨。以泥炭、木屑等生物质为原料，以氧气和水蒸气为气化剂，经过加压流化床气化炉气化后产生的可燃气，净化后可合成氨气。芬兰已建成一座生物质合成氨示范厂。

## 3.3 生物质液化技术

生物质热裂解是生物质在完全缺氧供给的条件下热降解为液体生物油、可燃气体和固体生物质炭三个组成部分的过程。控制热裂解的条件（主要是反应温度、升温速率等），可以得到不同的热裂解产品。

生物质热裂解液化反应产生的生物油可进一步分离，制成燃料油和化工原料；气化视其热值的高低，可单独或与其他高热值气体混合作为工业或民用燃气；生物质炭可用作活性剂等。

生物质热裂解液化是在中温（500～600℃）、高加热速率（$10^4$～$10^5$/s）和极短气体停留时间（约 2s）的条件下，将生物质直接热解。产物经快速冷却，可使中间液态产物分子在进一步断裂生成气体之前冷凝，得到高产量的生物质液体油，液体产率（质量比）可高达 70%～80%。气体产率随着温度和加热速率的升高及停留时间的延长而增加，较低的温度和加热速率会导致物料的炭化，使固体生物质炭产率增加。快速热裂解液化反应对设备及反应条件的要求比较苛刻，但其最大的优点在于产品油的易存储和易运输，不存在产品的就地消费问题，因而得到了国内外的广泛关注。

根据工艺操作条件，生物质热裂解工艺可分为慢速、快速和反应性热裂解三种类型。慢速热裂解工艺又可分为炭化和常规热裂解。表 3-17 总结了生物质热裂解的主要工艺类型。

表 3-17　　生物质热解的主要工艺类型

| 工艺类型 | | 滞留期 | 升温速率 | 最高温度（℃） | 主要产物 |
|---|---|---|---|---|---|
| 慢速热裂解 | 炭化 | 数小时～数天 | 非常低 | 400 | 炭 |
| | 常规 | 5～30min | 低 | 600 | 气、油、炭 |
| 快速热裂解 | 快速 | 0.5～5s | 较高 | 650 | 油 |
| | 闪速（液体） | <1s | 高 | <650 | 油 |
| | 闪速（气体） | <10s | 高 | >650 | 气 |
| | 极快速 | <0.5s | 非常高 | 1000 | 气 |
| | 真空 | 2～30s | 中 | 400 | 油 |
| 反应性热裂解 | 加氢热裂解 | <10s | 高 | 500 | 油 |
| | 甲烷热裂解 | 0.5～10s | 高 | 1050 | 化学品 |

### 3.3.1 国内外生物质热解液化的研究现状

由于生物油同热裂解气体和原生物质相比，在储存、运输和利用方面具有巨大的优势，自20世纪70年代后期开始，国外众多研究机构和公司在生物质热裂解制油领域开展了大量的研究工作，并开发出不同种类的快速或闪速热裂解工艺和反应器。欧洲在近期也开始关注生物质直接生产燃料油技术。1996年在英国签订的第四个《无化石燃料公约》中包含了快速热裂解的内容，这提高了欧洲对于这项技术的认识，并使其对这项技术产生了极大的兴趣。在北美，一些规模达到200kg/h的快速热裂解商业与示范工厂正在运行。

我国在这方面的研究尚处于起步阶段。近年来，沈阳农业大学、中国科学院广州能源研究所、清华大学热能工程系、浙江大学热能工程研究所、哈尔滨工业大学动力工程系、华东理工大学能源化工系、河南农业大学机电工程学院、中国科学院化工冶金研究所、山东工程院、大连理工大学等单位在生物质热裂解方面开展了研究工作。尤其是沈阳农业大学从1993年起与荷兰合作，并与1995年从荷兰乔特大学生物质能技术集团引进一套生物质喂入率为50kg/h的反应器生物质闪速热裂解液化中试设备，开展了一系列研究。由此可见，我国越来越重视生物质热裂解液化技术的研究。

### 3.3.2 热裂解液化工艺流程

热裂解液化的一般工艺流程包括物料的干燥、粉碎、热裂解、产物炭和灰的分离、气态生物油的冷却和生物油的收集。

（1）干燥。为了避免原料中过多的水分被带到生物油中，有必要对原料进行干燥。一般要求物料含水率在10%以下。

（2）粉碎。为了提高生物油产率，必须有很高的加热速率，故要求物料有足够小的粒度。不同的反应器对生物质粒径的要求也不同，旋转锥所需生物质粒径小于200μm；流化床要求小于2mm；传输床或循环流化床要求小于6mm；烧蚀床由于热量传递机理不同，可以采用树木碎片。但是，采用的物料粒径越小，加工费用越高，因此，物料的粒径需在满足反应器要求的同时与加工成本综合考虑。

（3）热裂解。热裂解液化技术的关键在于要有很高的加热速率和热传递速率，严格控制温度以及热裂解挥发分的快速冷却。只有满足这样的要求，才能最大限度地提高产物中油的比例。在目前已开发的多种类型反应工艺中，还没有最好的工艺类型。

（4）炭和灰的分离。几乎所有的生物质中的灰都留在了产物炭中，所以炭分离的同时也分离了灰。但是，炭从生物油中的分离较困难，而且炭的分离并

不是在所有生物油的应用中都是必要的。

因为炭会在二次裂解中起催化作用，并且在液体生物油中产生不稳定因素，所以，只有对于要求较高的生物油生产工艺，快速彻底地将炭和灰从生物油中分离才是必须的。

（5）气态生物油的冷却。热裂解挥发分由产生到冷凝阶段的时间及温度影响着液体产物的质量及组分，热裂解挥发分的停留时间越长，二次裂解生成不可冷凝气体的可能性越大。为了保证油产率，需快速冷却挥发产物。

（6）生物油的收集。生物质热裂解反应器的设计除需对温度进行严格控制外，还应在生物油收集过程中避免由于生物油的多种重组分的冷凝而导致反应器堵塞。

### 3.3.3 生物油的特性及应用

#### 3.3.3.1 生物油组成成分

生物质热裂解产物主要由生物油、不可凝气体及木炭组成。

生物油是含氧量极高的复杂有机成分的混合物，这些混合物主要是一些分子量大的有机物，其化合物种类有数百种之多，从属于数个化学类别，几乎包括所有种类的含氧有机物，如醚、酯、醛、酮、酚、有机酸、醇等。不同生物质的生物油在主要成分的相对含量上大都表现出相同的趋势，在每种生物油中，苯酚、蒽、萘和一些酸的含量相对较大，表 3-18 所示为热解液体组分中有机物的种类与含量。

**表 3-18　　落叶树于 725K 热解时液体组分中有机物的分析**

| 物　　质 | 含量（%） | 物　　质 | 含量（%） |
|---|---|---|---|
| 乙酸 | 16.78 | 丁内酯 | 0.66 |
| 1 羟基—2—丙酮 | 7.10 | 丙酸 | 0.66 |
| 甲醇 | 4.11 | α-当归内酮 | 1.81 |
| 1 羟基—2—丁酮 | 3.47 | 4—甲基—2，6—二甲氧基苯酚 | 1.81 |
| 糖醛 | 2.09 | 2，3—戊二酮 | 0.54 |
| 2，6—二甲氧基苯酚 | 1.97 | 颉草酸 | 0.54 |
| 左旋葡萄糖 | 1.89 | 异颉草酸 | 0.54 |
| 1—羟基—2—丙烷醋酸酸酯 | 0.86 | 5—甲基—糖醛 | 0.54 |
| 邻甲氧基苯酚 | 0.82 | 戊内酯 | 0.33 |
| 1—羟基—2—丁酮醋酸酯 | 0.67 | 丁酸 | 0.33 |
| 丁烯酸 | 0.66 | 异丁酸 | 0.33 |
| 甲酸 | 0.66 | 丙酮 | 0.33 |

续表

| 物　质 | 含量（%） | 物　质 | 含量（%） |
|---|---|---|---|
| 乙醇 | 0.59 | 甲基—呋喃—丙酮 | 0.16 |
| 2，3—丁二酮 | 0.54 | 巴豆醇丙酮 | 0.16 |
| 丙烯酸 | 0.33 | 2—甲基—环戊酮 | 0.16 |
| 2—丁酮 | 0.33 | 环戊酮 | 0.16 |
| 3—乙酸甲酯 | 0.21 | | |

热解液体组分包括两相：水相含有多种的分子量有机金属—氧化合物；而非水相包括许多不溶性高分子量有机化合物，尤其是芳环化合物，该相被叫作生物油或焦油，有重要的应用价值。水相中乙酸、甲醇和丙酮的含量比非水相中高。

#### 3.3.3.2 生物油特性

生物油组分的复杂性使其具有很大的利用潜力，但也使对其进行使用存在很大的难度。木屑生物油的一些重要特性列于表 3-19 中。

**表 3-19　　木屑热裂解生物油的典型物理性质和特点**

| 物　理　性　质 | 典　型　值 | 物　理　性　质 | 典　型　值 |
|---|---|---|---|
| 含水率 | 15～30 | N | 0.1 |
| pH 值 | 2.5 | 灰 | 0.1 |
| 相对密度 | 1.20 | 高位热值（随含水率变化）（MJ/kg） | 16～19 |
| 元素分析（%） | | 黏度（40，25%含水率）（cP） | 40～100 |
| C | 56.4 | 固体杂质（炭） | 1 |
| H | 6.2 | 真空蒸馏 | 最大降解量为 50% |
| O | 37.3 | | |

注　$1cP = 10^{-3}Pa \cdot s$。

生物油特点：①可做液体燃料；②可以代替常规燃料应用于锅炉、内燃机和涡轮机上；③含水率为 25%时热值为 17MJ/kg，相当于汽油/柴油燃料热值的 40%；④不能和烃类燃料混合；⑤不如化石燃料稳定；⑥在使用前需进行品质测定。

（1）含水率。生物油的含水率最大可以达到 30%～45%，油品中的水分主要来自于物料所携带的表面水和热裂解过程中的脱水反应。水分有利于降低油的黏度，提高油的稳定性，但降低了油的热值。

（2）pH 值。生物油的 pH 值较低，主要是因为生物质中携带的有机酸，如甲酸、乙酸进入油品造成的，因而油的收集储存装置最好是抗酸腐蚀材料，如

不锈钢或聚烯烃类化合物。由于中性的环境有利于多酚成分的聚合，所以酸性环境对于油的稳定是有益的。

（3）密度。生物油的密度比水的密度大，大约为 $1.2\times10^3kg/m^3$。

（4）高位热值。25%含水率的生物油的热值为 17MJ/kg，相当于 40%同等质量的汽油或柴油。这意味着 2.5kg 的生物油与 1kg 化石燃油能量相当。

（5）黏度。生物油的黏度可在很大的范围内变化。室温下，最低为 10cP，若是长期存放于不好的条件下，可以达到 10000cP。水分、热裂解反应操作条件、物料情况和油品储存的环境及时间对其有着极大的影响。

（6）固体杂质。为了保证高加热速率，热裂解液化的物料粒径一般很小，因而热裂解生成的生物质炭的粒径也很小，旋风分离器不可能将多余的炭分离下来。因此，可采用过滤热蒸汽产物或液态产物的方法更好地分离固体杂质。

（7）稳定性。生物质油一个关键的特性是由于多酚的慢速聚合和缩合反应而具有“老化”倾向。暴露在具有氧气和紫外光线环境下的生物油，随着外界环境温度的升高黏度增大。所以生物油加热不宜超过 80℃，宜避光，避免与空气接触保存。

（8）生物油品质。目前还没有一个明确的生物油质量评定标准。常规燃料有其品质判定的标准，有必要也建立一个针对于不同用途的生物油品质评定标准。

#### 3.3.3.3 生物油的应用

生物质闪速热裂解产生的生物油可以直接应用或通过中间转化途径转变成次级产物。图 3-21 所示为生物油的主要用途，生物油可作为锅炉和涡轮机的燃料使用。

（1）生物油用于燃烧。由于生物油为液体燃料，因此它易于运输、处理和储存，这些优点对现存设备的翻新改进也是重要的，可能只需对设备略加改造或根本不需要改造。尽管公开发表的有关生物油燃烧方面的文章较少，但是在欧洲和北美洲进行了大量有关生物油用于燃烧方面的试验，结果表明生物油易于燃烧，但对燃烧雾化器应经常维护。而对燃烧排放物的成分还不清楚，目前正进行这方面的实验。

（2）涡轮机发电。生物油应用于涡轮机代用燃料发电，从原理上讲，涡轮机可以直接被热裂解生物油或改良后生物油点燃，但还没有多少实际经验，还处于研究阶段。

一种可能的途径是重新设计涡轮燃烧器使其适合燃用生物油；另一种办法是改变生物油的性质，减少生物油的碳氢比，使其适应现存的涡轮机。在生物油改良方法中，大多数采用加氢处理，全部除去生物油中的氢，这样改良后生

物油能够完全符合涡轮机的要求，但改良成本较高。

（3）生物油作为柴油机代用燃料。芬兰国家测试中心及其处理研究室与加拿大 Ensyn 集团合作，对生物油做柴油机代用燃料进行了试验研究，比较了柴油机燃用生物油、柴油及酒精等不同燃料时的运转特性。通过分析生物油的燃料特性可知，生物油的十六烷值低，其着火性不好。为克服这一缺点，试验采用两种方案，其一是在生物油中加入十六烷改善剂，以增加生物油的十六烷值；其二是采用双喷射系统，柴油作为引燃燃料，生物油作为熏燃燃料。试验用柴油机为单缸柴油机。实验结果表明，采用双喷射系统柴油机运转良好。目前研究中心将与丹麦和西班牙合作，进行多缸柴油机燃用柴油/生物油混合燃料可行性的研究。

（4）生物油用于提取化学品。生物油可制取特殊化学品；可制取多酚、化肥、农药和具有环保要求的化学品；生产高价值的化学品可以提高生物油利用的经济效益。

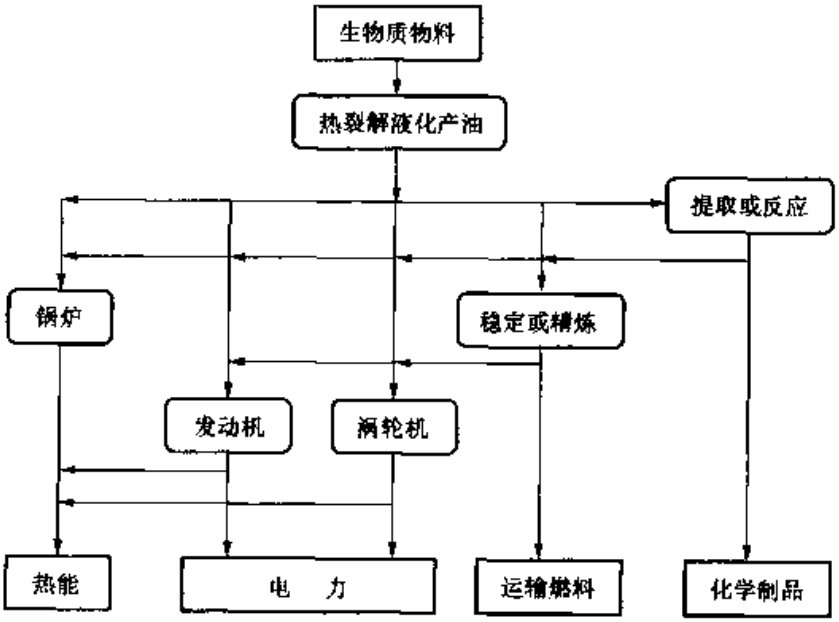



图 3-21 生物油的主要用途

## 3.4 生物质沼气技术

### 3.4.1 沼气发酵概述

#### 3.4.1.1 何谓沼气与沼气发酵

沼气是有机物质在一定条件下，经过微生物发酵作用而生成的以甲烷为主的可燃气体。人们经过沼泽地时，脚踩下去，会见到有许多小气泡浮出水面，经点火便见到蓝色火焰，这就是沼气。由于这种气体最初在沼泽地带发

现，故名为沼气。在农村的粪池或池塘中，往往也可以看到这类气泡浮出水面，点火即燃烧，这些都是池底有机物厌氧发酵而生成的沼气。

沼气发酵是有机物质（碳水化合物、脂肪、蛋白质等）在一定温度、湿度、酸碱度和厌氧条件下，经过沼气菌群发酵（消化）生成沼气（沉渣），这个过程就叫沼气发酵或厌氧消化。

有机物质发酵产生的沼气、消化液和消化污泥 3 种物质应用价值都很高：沼气以甲烷为主，可做燃料，是一种清洁能源；消化液（沼液）含有可溶性氮、磷、钾速效肥分，是优质肥料；消化污泥（沼渣）主要成分是菌体、难分解的有机残渣和无机物，是一种优良高效的有机肥，并有改良土壤的功效。

沼气发酵有以下 4 个特点。

（1）沼气微生物自身耗能少。沼气发酵过程中，沼气微生物获得自身生长繁殖需要的能量少。在有机物质（对基质来说）相同的条件下，厌氧消化所释放的能量仅为耗氧消化所释放能量的 1/30～1/20。由于获得能量少，所以沼气微生物自身生长繁殖较慢，生成的污泥量也较少，对于基质来说，则有大约 90% 的 COD（化学需氧量）被转换成沼气。由于沼气微生物的生长缓慢，因而降低了基质的分解速度，基质的滞留时间也就较长，所以需要较大的发酵容器。

（2）沼气发酵能够处理高浓度的有机废物。好氧条件下，一般只能处理 COD 含量在 1000mg/L 以下的有机废水，而沼气发酵处理的废水 COD 含量可以高达 10000mg/L 以上。例如，酒糟废液中 COD 含量通常在$(3\sim5)\times10^4$mg/L，这种废水可以不经稀释直接进行沼气发酵。

（3）处理的废物种类多。COD 即化学需氧量，表示用化学方法使有机物彻底氧化时所消耗氧的数量，单位是 g/kg。在试验或环境监测中，常以它来表示废水中有机物浓度，单位是 mg/L。

除了人畜粪便、各种农作物的有机废物外，各厂废物，如豆制品厂废水、合成脂肪酸废水等都可用来进行沼气发酵。但沼气发酵只能去除 90%以下的有机物，要达到国家排放标准，沼气发酵处理后的废液仍需再进行好氧处理。

（4）沼气发酵受温度影响较大。沼气发酵受温度影响大，温度高，则处理能力强，即沼气产气量高。实际上，对不同发酵温度，有其相适应的菌群，一般分为高温（50～60℃）、中温（30～35℃）和常温（自然温度）3 种。其中，高温发酵处理能力最强，中温次之，但这两类发酵都需要输入一定热能来达到其所需的恒定发酵温度。

#### 3.4.1.2 沼气发酵过程

（1）沼气发酵微生物。沼气发酵过程，是在不产甲烷菌和产甲烷菌两大菌

群共同作用下，把复杂的有机物转换成沼气的。

1）不产甲烷菌。它主要包括一些好氧菌、兼性厌氧菌和厌氧菌，也就是通称的发酵细菌，产氢和产乙酸细菌。它们的主要作用是将复杂的有机物质降解为简单的小分子有机物，供产甲烷菌将其转化成沼气的基质。不产甲烷菌可分为纤维素分解菌、半纤维素分解菌、淀粉分解菌、脂肪分解菌和蛋白质分解菌等。

不产甲烷菌的作用是为产甲烷菌提供营养。原料中的碳水化合物、脂肪和蛋白质等有机物不能被产甲烷菌直接吸收利用，要先通过不产甲烷菌的液化作用（胞外酶水解），形成可溶性的简单化合物（如乙酸、丙酸等），作为产甲烷菌的发酵基质；同时也为产甲烷菌创造适宜的氧化还原条件，和甲烷菌一起共同维持发酵液的合适 pH 值。

2）产甲烷菌。根据它们的形态可分为杆状菌、球状菌、螺旋状菌和八叠球菌等几大类。

产甲烷菌有 4 大特点：①严格地厌氧，对氧气和氧化剂非常敏感；②要求中性偏碱的环境条件；③菌体倍增的时间长；④只能利用比较简单的有机化合物作为基质。几乎所有甲烷菌都能利用 $H_2$ 和 $CO_2$，代谢产生 $CH_4$。在自然界沼气发酵中，乙酸是形成甲烷的关键底物质之一，大约有 72%的甲烷来自于乙酸。

（2）沼气发酵的几个阶段。农村沼气发酵的主要原料有人、畜、禽粪便，农作物秸秆和各种有机废水（如酸酒品、屠宰废水和生活污水等）。它们的主要成分是碳水化合物（多糖）、脂肪和蛋白质等，多是不溶于水的固形物。

固形物变为沼气的整个过程一般可分为 3 个阶段，见图 3-22，即液化阶段、产酸阶段和产甲烷阶段；其中液化阶段和产酸阶段又可合称为不产甲烷阶段。因此，沼气发酵过程也可分为 2 个阶段，即不产甲烷阶段和产甲烷阶段。

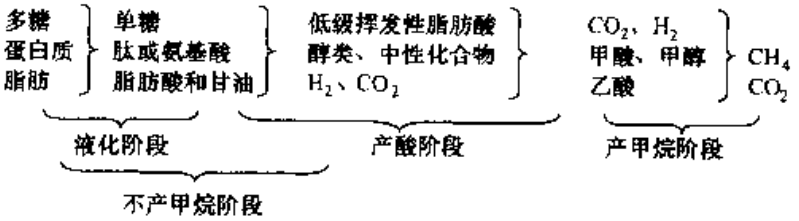



图 3-22 沼气发酵的三个阶段

第 1 阶段是液化阶段。各种固形有机物通常不能进入微生物体内被微生物利用，但在微生物分泌的胞外酶（大多是水解酶类）作用下固形物又被水解为分子量较小的可溶性有机物质。经过水解作用后，多糖分解成可溶性物质就可以进入微生物体内，被微生物利用。

第 2 阶段是酸化阶段，进入微生物体内的可溶性物质，在各种胞内酶作用下，进一步分解代谢，产生各种挥发性脂肪酸，其中主要是乙酸（$CH_3COOH$），同时也有氢和二氧化碳。

第 3 阶段是由产甲烷菌所完成的产甲烷阶段。产甲烷菌把一些简单的有机物如乙酸、甲酸、氢和二氧化碳等转换成甲烷。和液化阶段相比，这一阶段进行得较快。不过不同的基质，生成甲烷的速度也不同。

液化阶段是由水解反应来完成的，反应速度较慢，所以，沼气发酵速度主要受液化阶段的制约，尤以农作物秸秆类原料固形物含量高，可溶性成分少，液化过程更显缓慢。因此，对这类原料，一般在入池前要进行切碎堆沤预处理，以提高其液化速度。

某些工业废水，如酒糟废液、合成脂肪酸废水等，其可溶性有机物较多，在入池发酵前已完成了液化阶段，因此，它们的发酵速度极快，原料滞留时间缩短到几十小时或几小时，可获得很高产率。

### 3.4.2 农村沼气发酵工艺

#### 3.4.2.1 农村沼气发酵原料

（1）农村沼气发酵原料的分类与碳氮比。在沼气发酵过程中，沼气菌群需要吸取充足的营养和能量，才能进行正常的生长、繁殖和代谢活动，不间断地生产沼气，因此，充足的发酵原料是生产沼气的物质基础。

农村沼气发酵原料十分广泛且丰富，如农作物秸秆、人畜禽粪便、城镇生活垃圾和生活污水等。根据原料的化学性质和来源，一般分为富氮原料和富碳原料两大类。

1）富氮原料。在农村，这类原料主要指人、畜、禽粪便。这类原料颗粒较细，氮元素含量较高，其碳氮比（含碳量与含氮量之比，用 C∶N 表示）一般都小于 25∶1。因此不必进行预处理，分解和产气速度较快。

2）富碳原料。这类原料主要是各种农作物秸秆，其碳元素含量较高，碳氮比一般在 30∶1 以上。农作物秸秆通常是由木质素、纤维素、半纤维素、果胶和蜡质等化合物组成的，分解和产气速度较慢。因此，使用这种原料，在入沼气池前，要进行预处理，以提高产气速度。

3）其他原料。除上述两类主要原料外，农村的一些水生植物如水葫芦、水花生、水草等，由于其繁殖速度快，产量高，组织鲜嫩，能被沼气菌群分解利用。所以，这些植物也是沼气发酵的好原料。

乡镇工业有机废物、废水也含有机物，是沼气发酵的好原料，但由于其来源不同，化学成分、发酵产气潜力等差异较大，因而其发酵工艺不尽相同。

4）原料的碳氮比。沼气微生物的生长、繁殖和代谢，需要各种物质，除水分外，主要是碳元素、氮元素和少量无机盐等。碳元素为构成微生物生命活动提供能源，是形成甲烷的主要物质；氮元素则是构成微生物细胞的主要来源。所以，正常的发酵要求一定的碳氮比，但不严格，农村常用沼气发酵原料的碳氮比见表 3-20。

表 3-20　　农村沼气发酵原料碳氮比

| 原料名称 | 碳元素占原料质量比例（%） | 氮元素占原料质量比例（%） | 碳氮比（C：N） | 原料名称 | 碳元素占原料质量比例（%） | 氮元素占原料质量比例（%） | 碳氮比（C：N） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 干麦草 | 46.0 | 0.53 | 87：1 | 鲜牛粪 | 7.3 | 0.29 | 25：1 |
| 干稻草 | 42.0 | 0.63 | 67：1 | 鲜马粪 | 10.0 | 0.42 | 24：1 |
| 玉米秆 | 40.0 | 0.75 | 53：1 | 鲜猪粪 | 7.8 | 0.60 | 13：1 |
| 树叶 | 41.0 | 1.00 | 41：1 | 鲜羊粪 | 16.0 | 0.55 | 29：1 |
| 大豆草 | 41.0 | 1.30 | 32：1 | 鲜人粪 | 2.5 | 0.85 | 29：1 |
| 野草 | 14.0 | 0.54 | 26：1 | 鸡粪 | 25.5 | 1.63 | 15.6：1 |
| 花生茎叶 | 11.0 | 0.59 | 19：1 | | | | |

过去的实践认为发酵原料的碳氮比以（13～30）：1 为宜，若碳氮比大于 30：1，效果不佳；但小于 13：1 仍可正常发酵。例如，广东省佛山市粪便沼气发电厂是利用集粪场改造而成，总池容积为 1300m$^3$，总装机容量为 130kW，池容产气率为 0.15～0.3m$^3$/（m$^3$·d）。每立方米沼气发电 1.4kWh 左右，运行正常，并网向外送电。这就表明，沼气发酵原料的碳氮比固然重要，但更值得注意的是沼气菌群的较强的适应能力，要重视培养与原料适应的菌种。

5）粪草比。人畜粪便与农村作物秸秆是农村最主要的发酵原料，也是产气性质区别较大的两类原料。根据我国农村实际，采用较多的混合原料是粪便和秸秆。因此，需要确定适宜的粪草比，即投入的发酵原料中粪便类原料的质量与秸秆类原料的质量之比。过去的实践表明，粪和草的比例不同，发酵产气效果差异很大。建议粪草比一般要大于 2：1，不宜小于 1：1，为了加快启动速度，提高产气量，可以采取添加适量氮元素化肥的办法来解决。

（2）农村常用沼气发酵原料的产气特性。

1）原料产气量。原料产气量是指原料中的单位总固体（TS）在一定发酵条件下生产的沼气总量，一般用 L/kg（或 t/m$^3$）表示。由于是单位质量的产气量，故又称为产气率。单位总固体也可用挥发固体（VS）、化学需氧量（COD）或生化需氧量（BOD）来表示，但都需要一定的测试手段。其中 COD 只在污

水处理中应用，VS 和 BOD 多用于试验计算，实际生产中应用较少。原料不同，产气量也不同，即使原料相同，在不同的发酵条件下，其产气量亦有很大差异。中国沼气学会发酵学组对几种常用原料的产气量进行了测试，其结果见表 3-21。掌握原料的产气量，可根据原料、用气人数等预先算出沼气池的池容大小，这样便于建池和发酵备料工作。

**表 3-21　　农村常用原料的产气量**

| 原　料 | TS 产气量（L/kg） | 甲烷含量（%） | 说　明 |
|---|---|---|---|
| 麦秸 | 425 | 60.0 | 发酵温度 35℃，发酵周期：秸秆为 50d，粪便为 60d |
| 稻草 | 409 | 61.0 | |
| 玉米秸 | 412 | 59.0 | |
| 高粱秸 | 386 | 63.0 | |
| 青草 | 455 | 63.0 | |
| 树叶 | 252 | 58.0 | |
| 人粪 | 426 | 68.0 | |
| 猪粪 | 425 | 65.0 | |
| 马粪 | 297 | 63.6 | |
| 牛粪 | 205 | 59.0 | |
| 鸡粪 | 310 | 67.0 | |

2）原料产气速度。原料产气速度是指原料在一定发酵条件下产生沼气的速度，一般以某段时间内沼气产量占总产气量的比例（%）来计算。在相同条件下，原料的组成成分不同，产气速度自然有差异。掌握原料的产气速度，对合理配料和日常管理有指导意义，几种常用原料的产气速度实测值如表 3-22 所示，从表 3-22 中可以看出富氮原料比富碳原料产气速度快。

**表 3-22　　几种常用原料产气速度实测值**

| 项目 / 原料 | 原料产气速率（占总产气量的比例）（%） | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 10d | 20d | 30d | 40d | 50d | 60d |
| 人粪 | 40.7 | 81.5 | 94.1 | 98.2 | 98.7 | 100 |
| 猪粪 | 46.0 | 78.1 | 93.9 | 97.5 | 99.1 | 100 |
| 马粪 | 63.7 | 80.2 | 89.0 | 94.5 | | 100 |
| 牛粪 | 34.4 | 74.6 | 86.2 | 92.7 | 97.3 | 100 |
| 青草 | 75.0 | 93.5 | 97.8 | 98.9 | | 100 |
| 干麦草 | 8.8 | 30.8 | 53.7 | 78.3 | 88.7 | 93.2 |

根据各种原料的产气速率，在发酵原料配置过程中搭配使用，这样能获得

较高的产气量，有利于均衡产气。

3）发酵料液浓度。沼气发酵料液浓度表示方法较多，如总固体（TS）浓度、挥发固体（VS）浓度、化学需氧量（COD）浓度和生化需氧量（BOD）浓度等，由于后三者需要测定，应用不方便。所以，农村一般采用总固体浓度来表示和计算料液浓度。总固体（或干物质）浓度是指原料的干料质量占发酵料液总质量的比例（%）。农村沼气发酵多用混合物原料，故发酵料浓度建议采用6%～10%为宜。南方地区可低一些，北方地区适当高些。农村常用发酵原料的总固体含量可参见表3-23。

**表3-23　　农村常用发酵原料的总固体含量**

| 发酵原料名称 | 干物质含量（%） | 含水量（%） | 发酵原料名称 | 干物质含量（%） | 含水量（%） |
|---|---|---|---|---|---|
| 干稻草 | 83 | 17 | 猪粪 | 18 | 82 |
| 干麦草 | 82 | 18 | 牛粪 | 17 | 83 |
| 玉米秆 | 80 | 20 | 人尿 | 0.4 | 99.6 |
| 青草 | 24 | 76 | 猪尿 | 0.4 | 99.6 |
| 人粪 | 20 | 80 | 牛尿 | 0.6 | 99.4 |

### 3.4.2.2　沼气发酵的基本条件

尽管微生物发酵产生沼气的现象在大自然中随处可见，但是人工制取沼气要取得成功并得到较高的产气量，则必须充分认识沼气发酵的条件，并很好地满足它。

（1）严格的厌氧环境。沼气菌群中的产甲烷菌是严格厌氧菌，对氧特别敏感，它们不能在有氧环境中生存，即使有微量的氧存在，也会使发酵受阻。因此，严格的厌氧环境是沼气发酵生产沼气的先决条件。厌氧程度一般用氧化还原电位来表示，常温沼气发酵条件下，适宜的氧化还原电位为-350～300mV。

沼气发酵启动或投入新料时会带入一部分氧气，但由于池内存在一部分好氧菌和兼性厌氧菌，会很快地消耗溶解氧，使池内保持厌氧环境。

（2）接种物菌种选择与富集培养。沼气发酵是一种微生物反应过程，需要一定数量的沼气发酵细菌。沼气发酵能否启动快、产气好，与高活性菌种数量有密切的关系。如果沼气发酵初期的菌种不够，可能会发生两种情况：一是启动十分缓慢，经较长时间，产气仍然不高；二是产甲烷菌数量少（菌种质量不高），繁殖倍增时间又长，而菌解细菌和产酸细菌却繁殖很快，导致产酸作用很快，产甲烷菌接应不上，就容易造成酸积累，发酵液pH值下降，出现产气慢和沼气中甲烷含量少的情况。如表3-24所示，可以看出接种量对产气的明显影响。

表 3-24　　接种量对产气量的影响

| 原料（g） | 接种量（%） | 沼气量（mg） | 甲烷量（%） | 每克人粪产气量（mg） |
|---|---|---|---|---|
| 人粪 50 | 10 | 1435 | 48.2 | 28.7 |
| 人粪 50 | 20 | 4805 | 56.4 | 96.1 |
| 人粪 50 | 50 | 10093 | 66.3 | 201.86 |
| 人粪 50 | 150 | 16030 | 68.7 | 320.6 |

沼气菌种来源广泛，沼气池的沼渣、沼液，粪坑底脚污泥，屠宰场阴沟污泥等都是良好的接种物。有时需要的接种量较大，一时难以采集稻草，可以用富集培养方法：选择活性炭较强的污泥，加入要发酵的原料，使之逐渐适应，然后逐步扩大到需要的菌种量。接种量的大小直接影响发酵启动的快慢，接种量一般为发酵料液的 15%～30%，质量好的菌种可以少些，反之则多些。

（3）合理配料。原料是沼气发酵生产沼气的物质基础，发酵前必须准备充足的原料。农村沼气发酵多采用粪便和秸秆的混合原料，因此，必须注意粪便与秸秆两种原料的合理搭配，加入良好的菌种，就能使发酵启动快，产气迅速而持久。

（4）料液 pH 值。沼气发酵适宜的 pH 值为 6.8～7.5。一个正常发酵的沼气池，一般不需要调节 pH 值，靠气自动调节就可达到平衡。沼气发酵过程中，pH 值有其变化规律。初期由于产酸菌活动，生成大量有机酸，形成缓积累，使 pH 值下降；但只要池内有足够的菌种，就能快速转化有机酸，这样就能使下降的 pH 值回升到正常值。如果原料配置不当，且接种物质量又差，就可能导致有机酸大量积累，pH 值下降而自身调节不了的现象。当 pH 值低于 6.5 时，即表示沼气发酵受到抑制，通常可添加草木灰、水或稀释的氨水给予调节。当用石灰水调节时，用量一定要严格控制，以免影响沼气微生物的活动。

（5）发酵温度。沼气发酵速度的高低很大程度上取决于温度，所以温度是沼气发酵的一个关键因素，在一定温度范围内，温度越高，产气速度也越高（见表 3-25），这是由于沼气微生物的代谢活动随温度上升而更加旺盛。因此，在相同的发酵条件下，冬季产气低，夏季产气高。

表 3-25　　农沼气在不同发酵温度下产气率的对比

| 发酵原料 | 发酵温度（℃） | 产气率 [$m^3$/(m·d)] | 发酵原料 | 发酵温度（℃） | 产气率 [$m^3$/(m·d)] |
|---|---|---|---|---|---|
| 稻草＋猪粪＋青草 | 2931 | 0.55 | 稻草＋猪粪＋青草 | 12～15 | 0.07 |

续表

| 发酵原料 | 发酵温度（℃） | 产气率 [$m^3$/(m·d)] | 发酵原料 | 发酵温度（℃） | 产气率 [$m^3$/(m·d)] |
|---|---|---|---|---|---|
| 稻草＋猪粪＋青草 | 2426 | 0.21 | 稻草＋猪粪＋青草 | 8以下 | 微量 |
| 稻草＋猪粪＋青草 | 1620 | 0.10 | | | |

沼气发酵一般分为3个温度区域：①10～28℃的常温发酵区；②30～38℃的中温发酵区；③45～55℃的高温区。中温发酵和高温发酵，对发酵容器要进行保温，且需补充热源，农村一般无法采用。农村沼气池都属常温发酵，发酵温度随气温变化而变化。由于农村沼气池都是埋地式水压池，因此，沼气池温度实际上受地温影响。尽管短时间内气温变化大、变化快，但由于土地热容量大，地温不会随着气温变化而明显变化，而是相对稳定的，变化比较慢也比较小。浙江省杭州市曾对现场沼气池作过观测，1月底最低气温在-1℃左右，而地温仍有11℃左右，7月底最高气温在33℃左右，而地温却在22℃。这说明埋地式沼气池在稳定沼气池发酵温度方面有良好作用。

（6）搅拌。农村沼气池在不搅拌的情况下，发酵料会成三层：上层浮壳，中层清液，下层沉淀。这种情况不利于沼气微生物与发酵料的均匀接触，会妨碍发酵产气。搅拌的目的就是要打破发酵料分层，促进发酵产气。搅拌方式有人工搅拌、机械搅拌、气搅拌和液搅拌四种，后三种需要一定的设备，多在大中型处理工业有机废水的沼气工程中应用。人工搅拌方式比较适合农家小型沼气池，一是搅拌工具简单可行（只需一根竹竿和齿耙即可）；二是比较经济。这种搅拌适于间断进行，间隔多长时间搅拌一次可视具体情况而定。

（7）发酵液碱度。碱度与pH值不同，碱度是指发酵液吸收质子的能力，通俗地说，碱度是指发酵液中和过酸或过碱的缓冲能力。碱度通常用与发酵所相当的$CaCO_3$的浓度（mg/L）来表示，正常沼气发酵的碱度大致在3000～8000mg/L（以$CaCO_3$计）之间。碱度测定需要一定设备，一般在工业沼气中应用。

此外，沼气池内的气压与沼气发酵也有关系，压强高，则产气缓慢；反之则产气较快。但是，压力如何影响产气及影响的规律如何，尚在试验研究中。此外，还有添加剂和抑制剂的影响。凡能促进有机物质分解并提高产气的物质通称为添加剂。例如，在牛粪的沼气发酵中，添加剂尿素可以加快产气速度，提高产气率；添加$CaCO_3$可提高沼气中的甲烷含量。对微生物活动有抑制作用的物质称为抑制剂，如沼气池内挥发酸过高或氨态氮浓度过高，都对沼气菌群有抑制作用；再如农药，特别是剧毒农药有很强的杀菌作用，即使微量也可使

正常的沼气发酵被完全破坏。所以要防止农药或其他杀菌消毒的污水流入池内，以免发生意外。

3.4.2.3 农村沼气发酵工艺

3.4.2.3.1 沼气发酵工艺类型

可用作沼气发酵的有机废水废物种类多，相应的发酵工艺类型也较多，具体如下。

（1）按发酵温度。按此方式可分为常温发酵、中温发酵和高温发酵3种工艺类型。

1）常温发酵（或自然温度发酵）。发酵温度不受人为控制，随气温变化而变化，发酵产气速率随四季温度升降而升降，夏季产气率高，冬季产气率低，但是所需条件最简单，所以广大农村沼气池都属这一类型。

2）中温发酵。发酵温度维持在30～35℃左右，中温发酵中微生物比较活跃，有机物降解较快，产气率较高。这类发酵适合于温暖的废水废物处理，与高温发酵相比，产气率要低些，但热散失少。

3）高温发酵。发酵温度维持在45～55℃左右。其特点是沼气微生物特别活跃，有机物分解消化快，产气率高，滞留时间短。这类发酵工艺适于处理高温的废水废物，如酒厂的酒糟废液、豆腐厂废水等。

（2）按进料方式。按此方式可分为连续发酵、半连续发酵和批量发酵3种工艺类型。

1）连续发酵工艺。这类发酵工艺特点是连续定量地添加新料液、排出旧料液，以维持稳定的发酵条件，以及稳定的有机物消化速度和产气率。它适于处理来源稳定的工业废水和城市污水等。

2）半连续发酵工艺。这类沼气发酵工艺的特点是定期添加新料液、排出旧料液并补充原料，以维持比较稳定的产气率。我国广大农村的沼气大多属这类工艺，如图3-23所示。

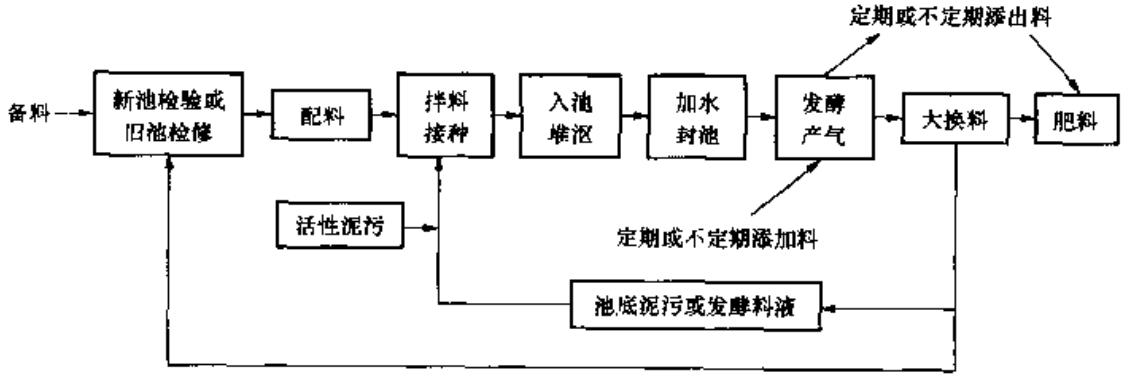



图3-23 半连续发酵工艺流程

3）批量发酵工艺。其特点是成批原料投入发酵，运转期间不添加新料，当发酵周期结束后出料，再更新投入新料发酵。批量发酵的产气率不稳定，开始产气率上升很快，达到产气高峰后维持一段时间，以后产气逐渐下降。它用于研究一些有机物沼气发酵的全过程，以及城市垃圾坑填式沼气发酵等。

（3）按沼气发酵阶段。按此方式可分为两步发酵、一步沼气发酵两种工艺类型。

1）两步发酵工艺（两步法）。按照沼气发酵过程分为产酸和产甲烷两个阶段，根据不同条件，将沼气发酵中产酸和产甲烷的过程分别在两个装置中进行，给予最适宜的条件。“上一步”的产物给“下一步”进料，以实现沼气发酵全过程的最优化，因此它的产气率高，甲烷含量也高。

2）一步沼气发酵工艺（一步法）。它的特点是沼气发酵的全过程均在同一个发酵条件相同的沼气池中进行。我国广大农村的沼气池属这一类。

3.4.2.3.2 半连续发酵工艺

（1）工艺流程。我国农村家用水压式沼气池一般采用半连续发酵工艺。其工艺流程如图 3-23 所示。根据农村发酵原料和现状，该发酵工艺的产气指标全年料液产气率为 0.15～0.3$m^3/(m^3 \cdot d)$。

（2）工艺操作程序。

1）备料。这是沼气发酵流程的首要步骤。新建沼气池或沼气池大换料前，必须准备好充足的发酵原料。一座农村家用水压式沼气池，每年至少要准备 500kg 以上的农作物秸秆作为发酵原料，人畜粪便应全部入池。

农作物秸秆要做到“夏收冬用，秋收春用”。沼气池大换料的时间应与农事季节相适应：在南方，一般在春季和秋季各大换料一次；在北方，一般春季换料一次。为了保证在换料后沼气池能及时装料产气，要求大换料前 20～30 天准备好新入池原料。农作物秸秆，入池前应切成 3～5cm 长的短节（玉米秆最好先压破再切碎），有条件的地方可加工粉碎。

2）新池检漏或旧池检修。新池进料前，必须先做好沼气池检漏的工作；旧池大换料时，在出完旧料进新料之前，要先进行池的检修，发现裂损的地方要严格按防漏施工方法进行修复，并对气箱部分全面粉刷一次。这样可以保证池体完全密封，发酵运转能正常进行。

3）配料。主要有两点：一是原料的碳氮比，料液中农村沼气发酵比较适合的碳氮比是（13∶1）～（30∶1）；二是适宜的料液浓度，南方夏天以 6%，冬天用 8%～10%为宜，北方可取 10%左右。

为了农村使用方便，根据上述要求计算，列举农村常用发酵原料不同配料

比（见表 3-26），应因地制宜地选用参数。采用混合料，当粪草比低于 2∶1 时，可按每立方米发酵料液加入 3kg 碳酸氨或 1kg 尿素，以调整发酵液的碳氮比，提高产气率。

表 3-26　　每立方米料液的参考配料比　　（0.5kg）

| 配料组合 | 质量比 | 6%浓度 | | 8%浓度 | | 10%浓度 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 加料质量 | 加水量 | 加料质量 | 加水量 | 加料质量 | 加水量 |
| 鲜猪粪 | | 666 | 1334 | 890 | 1110 | 1110 | 890 |
| 鲜牛粪 | | 706 | 1294 | 941 | 1059 | 1176.4 | 823.6 |
| 鲜猪粪：青杂草 | 1∶10 | 55∶550 | 1395 | | | | |
| 鲜猪粪：麦草 | 4.54∶1 | 326∶72 | 1602 | 434.8∶95.6 | 1469.6 | 543.6∶119.6 | 1336.8 |
| 鲜猪粪：稻草 | 3.64∶1 | 289.2∶79.4 | 1631.4 | 385.6∶105.8 | 1508.6 | 482∶132.4 | 1385.6 |
| 鲜猪粪：玉米秆 | 2.95∶1 | 265.8∶90 | 1644.2 | 354.6∶120.2 | 1525.2 | 442∶15.2 | 1407.8 |
| 鲜猪粪：人粪：麦草 | 1∶1∶1 | 99∶99∶99 | 1703 | 132∶132∶132 | 1604 | 164∶164∶164 | 1508 |
| | 20.75∶1 | 178.4∶66.9∶89.2 | 1665.5 | 238∶89.3∶119 | 1553.7 | 296∶116∶148 | 1445 |
| 鲜猪粪：人粪：稻草 | 1∶1∶1 | 100∶100∶100 | 1700 | 132∶132∶132 | 1604 | 165∶165∶165 | 1505 |
| | 2.5∶0.5∶1 | 215∶43∶86 | 1656 | 290∶58∶116 | 1536 | 360∶72∶144 | 1424 |
| 鲜猪粪：人粪：玉米秆 | 1∶0.75∶1 | 107.6∶80.7∶107.6 | 1704.1 | 143.5∶107.6∶143.5 | 1605.4 | 179.4∶134.6∶179.4 | 1506.6 |
| | 2∶0.2∶1 | 200∶20∶100 | 1680 | 268∶26.8∶134 | 1571.2 | 334∶33.4∶167 | 1465.6 |
| 鲜猪粪：牛粪：麦草 | 3∶1∶0.5 | 318∶106∶53 | 1523 | 423∶141∶70.5 | 1365.5 | 528∶176∶88 | 1208 |
| | 5∶1∶1 | 310∶62∶62 | 1566 | 420∶84∶84 | 1412 | 520∶104∶104 | 1272 |
| 鲜猪粪：牛粪：稻草 | 3.5∶1∶1 | 252∶72∶72 | 1604 | 339.5∶97∶97 | 1466.5 | 424∶121∶121 | 1334 |
| 鲜猪粪：牛粪：玉米秆 | 2.2∶2∶1 | 172∶156∶78 | 1594 | 230∶208∶104 | 1458 | 286∶260∶130 | 1324 |

续表

| 配料组合 | 质量比 | 6%浓度 | | 8%浓度 | | 10%浓度 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 加料质量 | 加水量 | 加料质量 | 加水量 | 加料质量 | 加水量 |
| 鲜猪粪：人粪：牛粪 | 1：0.5：3.2 | 150：71.8：480 | 1295.2 | 200：100：640 | 1060 | 250：126：800 | 824 |
| 青杂草：稻草：猪粪 | 1：1：3.64 | 70.5：70.5：256 | 1630 | 92.6：92.6：341 | 1473.8 | 117.2：117.2：427 | 1338.6 |

4）接种拌料。准备好足够的菌种是能否使发酵成功启动的一个关键因素。接种物来源广，如豆腐厂、糖厂、食品厂、屠宰场的阴沟污泥、粪坑底脚污泥、沼气池中的沼渣沼液，均是良好的接种物源。最好对接种物进行富集，加快发酵启动，接种量以占原料量30%以上为佳。

拌料时先将切碎的秸秆铺于地面约 0.3m 厚，泼上粪类原料、接种物和适量的水（以淋湿不流水为宜）。边拌料边泼酒，操作宜迅速，以免粪液和水分流失。若没有条件拌料，可采取分层入料、分层接种的办法进行，每层不宜太厚，并要层层踩紧压实。

5）入池堆沤。拌好的发酵原料，从沼气池顶盖口加入，应边进料边踩紧压实，这样有利于秸秆充分吸收水分，加大密度，减轻原料在发酵过程中的上浮结壳现象。原料入池后，即进行适当的池内堆沤，堆沤时间，一般春、夏季 2～3 天，秋、冬季 3～5 天为宜。进行池内堆沤时，不要封池盖，以利于好氧菌和兼性菌的活动。

6）加水封池。池内堆沤过程中，由于好氧菌和兼性细菌的作用，发酵料的温度会不断上升，一般在堆沤时间内，温度可达到 40～60℃。此时便可在进出料口加入适量水（注意总加水量应扣除搅拌时加入的水量）。加水完毕，可用 pH 值试纸检查料液的酸碱度，一般 pH 值在 6 以上时即可封活动盖。若 pH 值低于 6 时，可加入适量的草木灰水或氨水，调整 pH 值到 6 左右封池；封池后，即将输气导管、阀门和灯炉具安装好，并关闭开关。

7）点火试气。一般在封池后 2～3 天所产沼气即可点燃。试气宜在炉具上点火试验，点燃了次日即可使用，若不能点燃，先把池内气体放掉，次日再试。

8）日常管理。日常管理工作直接影响发酵质量的高低，是维持较高且比较稳定的产气量的关键环节。日常管理的主要工作有两种。一是及时加新料，一般在投料封池 1 个月左右开始进入日常管理。三结合沼气池，除了人畜粪便自动流入池内进行补料外，还应根据产气情况，适当添加一些经过切碎或粉碎的农作物秸秆；不是三结合沼气池，约 5～6 天加料一次，每次加料约占总料液的

4%～5%。进出料的原则是先出后进，进出量要基本相等。在添加料液中切忌大量用水，以免降低发酵料液浓度，影响产气效果。若添加新料以秸秆为主，粪类原料较少，即粪草比低于2∶1时，要适当添加氮元素来调整碳氮比，大约$1m^3$发酵料液，添加碳酸铵0.6kg或尿素0.3kg。可将此要加的碳酸铵或尿素装入塑料袋内，扎紧袋口，用大头针在袋底刺数十个小孔，放入并固定在进料管口下端，使其缓慢溶解渗出，供沼气微生物利用。二是搅拌，装有搅拌装置的沼气池，每天搅拌1～2次，每次搅拌5～10min。无搅拌装置的沼气池，可用长柄竹木器具，从进料口插入池中来回搅拌，每天数十下；或由水压池取出料液，再从进料口倒入池内，每天一次，每次150～250kg。时间长了，浮渣结壳严重，则应打开活动盖，破碎结壳层之后再封盖。

对于使用人畜粪便单一原料的三结合沼气池，其工艺流程和操作程序简单得多，做好新池检漏或旧池检修工作之后，主要是接种投料工作。最好用粪坑污泥和粪水或沼气池的沼渣沼液作为菌种，这样发酵启动快且好。投料加水时，水位一定要高过进出料管口10cm以上，以免产气损失。日常管理，除了厕所、猪圈的粪尿自动入池外，收集其他畜粪入池时，要把干粪先行搅碎再入池，以减少物料上浮结壳。搅拌工作按上述方法进行搅拌作用更大，用竹竿搅动或用液体冲动，可使上浮粪粒的气泡释放出，同时粪粒下沉，减少结壳，可提高原料利用率，有助于进行消化池大换料工作。若经过一段时间发现产气量明显下降，可能是结壳层太厚，扫开活动盖清除浮渣，浮渣除完，即可封盖继续投入使用。

3.4.2.3.3　分层漏、装料发酵工艺

分层漏料、装料发酵工艺也是一种半连续沼气发酵工艺，其主要特点是：混合原料，分层漏装，池内堆沤，干湿发酵结合。

原料配比与投料方法如下。

（1）原料配比。分层漏、装料发酵工艺使用混合原料，主要是粪便类（简称为粪）和农作物秸秆（简称为草）。接种物选取后，最好作富集培养。原料配比（质量比）以草为基数进行计算，当使用猪粪时，夏季阶段的配比为

粪∶接种物∶草＝1∶1∶1

以上比例是指最低限度的粪草比。若增加粪和接种物的比例，产气效果将会更好。使用牛粪或马粪时应增加粪的比例，一般按照1.5～2份牛（马）粪等于1份猪粪进行计算，每立方米池容装麦草量为40～45kg或稻草量50～60kg左右。发酵开始后，补充的新原料主要是人畜粪尿，也可补充草粉青草等。补充新料，不再考虑粪草比。

（2）投料方法。先将稻（麦）草切成3～5cm长，于加料前24h用水预温，

整个投料分两次完成：第一次投料是将一半草和一半接种物均匀混合之后，放入沼气池中（下半部），堆沤 2～3d。

（3）加水量。原料入池堆沤 4～6 天，即可加水封盖。加水量一般要求在封住池内进出料管口之后再加 500kg，以能达到干湿发酵结合为佳。加水时要从进口料口加水，若能以沼气池的沼液代替水，效果更好。

（4）日常补料。加水封盖后，池内下半部是原料湿发酵，上半部是混合原料干发酵。之后每天加入新鲜粪尿，因此池内液面不断升高，最后达到全池混合原料湿发酵。

（5）大换料。一般要求在气温 15℃以上时换料。南方地区每年两次，一次是收完小麦后，一次是播种小麦后，这样把发酵和沼渣利用紧密结合起来；北方地区每年换料一次，时间为收完小麦之后。

总体而言，分层漏装发酵工艺操作简单，启动用水少，节约劳力，从原料要求看也较符合我国农村情况。这种干湿发酵结合的发酵工艺，产气效果好。如一个四口之家，常年养猪的总质量为 100kg，每天收集的粪尿 10kg，投入秸秆 800kg（一般每立方米池为 100kg），一口 8m$^3$ 沼气池，全年可产气 350m$^3$ 以上。若养猪量增加，产气水平还可提高。

据四川省成都地区的试验，这种工艺的原料 TS 产气率夏季可达 0.25m$^3$/kg，冬季可达 0.2m$^3$/kg。池容产气率决定于启动投料的粪草比和补充数量（主要是养猪数量），一般情况夏季可达 0.15 m$^3$/（m$^3$ • d）以上，冬季达 0.1 m$^3$/（m$^3$ • d）以上。

## 3.5 生物质固化技术

具有一定粒度的生物质原料，在一定压力作用下（加热或不加热），可以制成棒状、粒状、块状等各种成型燃料。原料经挤压成型后，密度可达 1.1～1.4t/m$^3$，能量密度与中质煤相当，燃烧特性明显改善，火力持久，黑烟小，炉膛温度高，而且便于运输和储存。生物质压缩成型工艺的一般流程如图 3-24 所示。

（1）生物质搜集是十分重要的工序。在工厂加工的条件下要考虑三个问题：一是加工厂的服务半径；二是农户供给加工厂原料的形式是整体式还是初加工包装式；三是原料的枯萎度，也就是原料在田间经风吹、日晒，自然状态的脱水程度。如果不是机械收割、打捆，则枯萎度应大一些较好。另外要特别注意，收集过程中应尽可能少夹带泥土，泥土多了容易造成燃烧时结渣。机械化收集可解决这一问题。

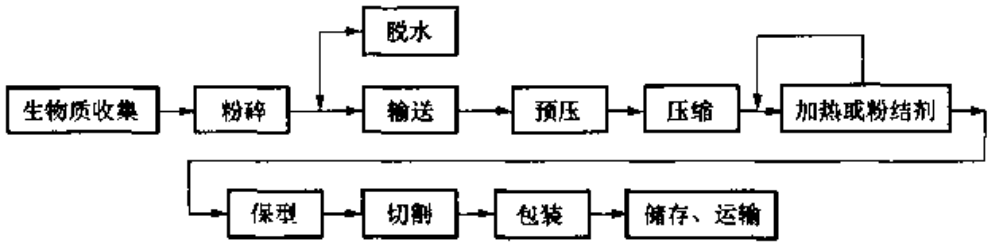



图 3-24　生物质压缩成型工艺流程图

（2）粉碎程度。一般高压设备（$1\times10^8$～$1.5\times10^8$Pa）的颗粒可以适当大些，10mm 左右为好；中、低压应小些，但螺旋式设备不能小于 2mm，否则要影响密度和生产率。若是成型饲料，粉碎应改成 0.6t/m$^3$ 左右，这样既便于运输，又便于喂入时使用。

（3）脱水程序。成型（燃料或饲料）中水分含量很重要，国内外使用的都是经验数据，不是理论计算数据。水分含量超过经验上线值时，加工过程中，温度升高，体积突然膨胀，易产生爆炸，造成事故；若水分含量过低，会使“范德瓦尔斯力”（Van der Wall's forces）降低，以致使成型成为问题。因此生物质原料粉碎后，要有一个脱水程序。最佳湿度在 10%～15%，但活塞式成型机因其加工过程是间歇式的，因此可以适当高些，湿度在 16%～20%。

（4）预压程序。预压是为了提高生产率，即在推进器“进刀”前把松散的物质预压一下，然后退到成型模前，被主推进器推到“模子”中压缩成型。预压多采用螺旋推进器、液压推进器，也有手工预压的，这与要求的产量有关，生产单位也可以自主选择。

（5）压缩程序。“成型模”是生物质成型的关键部件，它的内壁是前大后小的锥形。物料进入磨具后要受三种力，即机器主推力 $F_1$、摩擦力 $F_2$ 和磨具壁的向心反作用压力 $F_3$。影响 $F_1$ 大小的是 $F_2$ 和密度、直径等；影响 $F_2$ 大小的是夹角 $\alpha$ 和磨具温度，角 $\alpha$ 越大，$F_2$ 越大，密度和动力也要加大，因而夹角 $\alpha$ 的设计是关键因素，它随着直径和密度、材料种类的不同有不同的要求。为了便于调整“模子”，应注意设计“内模”和“外模”，“外模”是不变的，“内模”是可以调换的，$\alpha$ 角的确定需经过试验，一般从 3° 开始，用插入的方法调试。

生物质原料压缩成型过程中的加热，一方面可使原料中木质素软化，起到黏结剂的作用；另一方面还可使原料本身变软，容易压缩。除此以外，加热温度对成型机的工作效率也会产生影响。对于棒状成型机，当机器的结构确定后，加工温度就应调整到一个合理的范围。温度过低，不但原料不能成型，而且功耗增加；温度增高，电动机功耗减小，但成型压力减小，成型物挤压不实，密度变小，容易断裂破损。该机型的加热温度一般调整在 150～300℃，使用者需

根据原料点的形态进行调整。颗粒燃料成型虽然没有外热源加热，但在成型过程中，原料和机器工作部件之间的摩擦作用也可以将原料加热到 100℃左右，同时还可以使原料所含木质素软化，起到黏结作用。

模具温度采用电阻丝来控制，应先预热开机；也有不加热的，例如用螺旋挤压式时，只要动力设计得足够大、锥角$\alpha$比较大，就可以产生较大的摩擦力，一般在 30～50h 就要更换螺旋头。如果使用这种高压方式，宜先进行经济核算，然后再设计。

（6）黏结剂程序。黏结剂加入有两种目的，一种是增加压块的热值，同时增加黏结力，例如加入 10%～20%的煤或炭粉，就可以达到目的。但加入时一定要注意均匀度，防止因密度不同造成不均匀聚结。另一种是纯增加黏结力，减少动力输入，这要求生物质颗粒要小，便于黏结剂均匀接触。一般都在预压前输送过程中加入，便于搅拌。

（7）保型程序。该程序是在生物质成型以后的一般套筒内进行的，其内径略大于压缩成型的最小部位直径，以便使已成型的生物质消除部分应力，随着温度的降低，使形状固定下来。保型套筒的端部有开口，用以调整其保型能力。如果保型筒直径大于成型筒过多，生物质会迅速膨胀，容易裂纹；若直径过小，则应力得不到消除，出口后可能会因温度突然下降，发生崩裂粉碎。

利用生物质炭化炉可以将成型生物质块进一步炭化，生产生物炭。由于在隔绝空气条件下，生物质被高温分解，生成燃气、焦油和炭，其中的燃气和焦油又从炭化炉释放出去，所以最后得到的生物炭燃烧效果显著改善，烟气中的污染物含量明显降低，是一种高品位的民用燃料。优质的生物炭还可以用于冶金工业。

## 3.6 世界生物质能源的开发利用

### 3.6.1 发展生物质能源的意义

生物质能源属于可循环使用的清洁能源，是未来能源系统的希望，受到许多国家的重视。近 20 多年来，在各国政府的支持下，各类可再生能源技术发展很快，开发利用量不断增加，已成为现实能源系统的一个组成部分。到 2001 年，全世界可再生能源的开发量约相当于全球一次能源供应总量的 13.5%。其中，传统生物质能约占 10.8%，水能占 2.2%，风能和生物质能新技术的开发量占 0.5%。

2001 年世界一次能源和可再生能源构成如图 3-25、图 3-26 所示。

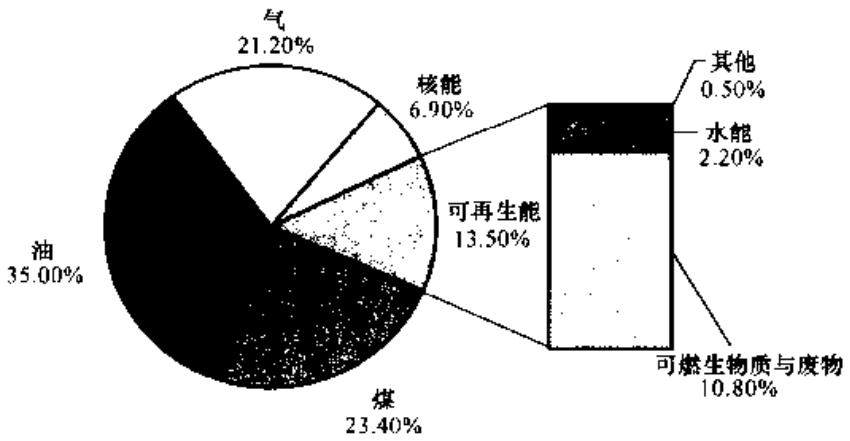



图 3-25　2001 年世界能源供应结构图

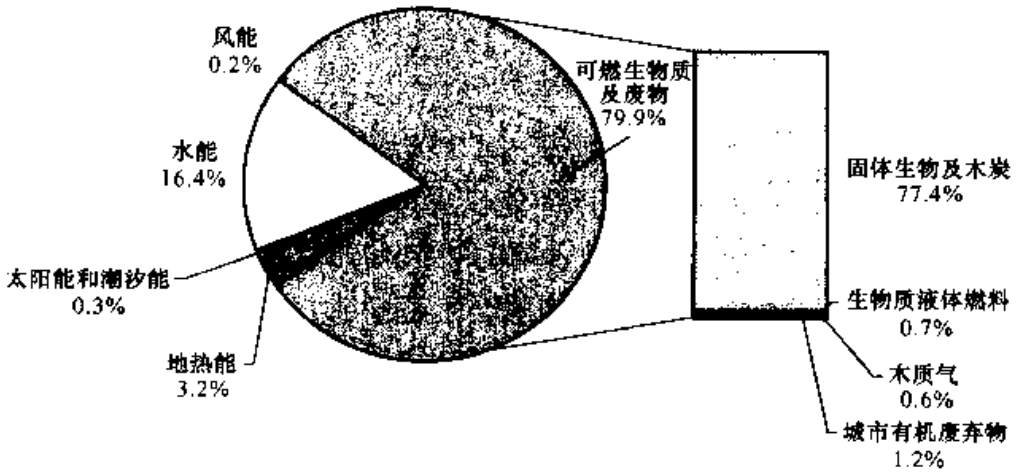



图 3-26　2001 年世界可再生能源开发利用量及其构成

在各种可再生能源中，风力发电、太阳能光伏发电、太阳能热利用、生物质能利用是发展较快的几个方面。

### 3.6.2　生物质能开发利用所处的阶段

生物质能是指太阳能通过光合作用以生物的形式储存的能量。用于产生能量的生物质资源范围很广，归纳起来有林业作物、农作物、水生植物、人畜粪便和城市有机废物等。生物质能的开发利用主要有三个方面：一是直接燃烧供热，二是气化供气或发电，三是生产液体燃料。目前，直接燃烧仍是生物质能利用的主要方式之一，目前全世界约有 25 亿人仍然采用这种方式，年利用量达 13 亿 t 标准煤。生物质能的发展方向是优化利用，如生物质气化和供气、生物质发电和生物质制取液体燃料等。

在欧盟，生物质能发电主要是集中供热或热电联供。其工艺路线是：将聚集起来的农村及工业废弃物或有机垃圾，经焚烧炉燃烧，产生热水或高压蒸汽，直接供居民使用或经过汽轮机发电供热。目前这类系统在奥地利共有 16300 多

套，总功率达 1663MW，其中小于 100kW 的 14000 多套，功率为 618MW；100～1000kW 的 2000 多套，功率为 565MW；大于 1000kW 的系统近 300 套，总功率达 482MW。这些系统的造价视其规模大小和技术标准的高低而变化，一般在 300～1700ECU/kW 之间（ECU = 欧洲货币单位）。据奥地利科学院技术评价所 1995 年的调查资料，在被调查的 47 个工厂中，投资成本较低廉的工厂有 15 个，平均投资为 368ECU/kW；投资较高的 17 个，平均造价为 944ECU/kW；介于两者之间的工厂 15 个，平均造价为 589ECU/kW。

垃圾发电是生物质发电的又一个新兴领域。随着国民经济发展和城市人口的增加，垃圾处理日益成为城市环境中的一个重要课题。垃圾经过焚烧或填埋来发电，既可回收利用垃圾中的有用物质，又有利于城市环境的改善，是垃圾处理的重要方向。从发电装机容量来看，美国、德国和日本最多。目前美国有 114 座垃圾发电厂，总容量达 2650MW；德国有 50 多座，总容量 1000MW，日本垃圾发电厂数量最多，达 149 座，但装机容量只有 557MW。从发电效率来看，美国最高，达 22%；德国次之，为 17%；日本最低，只有 9%。效率之所以较低，并不是说明它的技术水平低，而是反映了建设垃圾发电厂的不同出发点和不同的国情。从发展趋势来看，目前国际上主要是开发大型生物气化发电技术，即在推广应用直接燃烧发电的同时，发展可以进入商业应用的 IGCC 系统。比如美国，目前正在进行的 6MW 中热值 IGCC 项目的开发研究，要求 10 年内能完成，以便更早地进入工业性示范和更大规模的应用。

生物质是唯一可以直接转换为液体燃料的可再生能源。由于生物质的多样性和转换技术的多样性，生物液体燃料种类也各种各样。目前技术较成熟、开发利用达到一定规模的生物液体燃料主要是燃料乙醇和生物油。

燃料乙醇的应用由来已久，早在 1908 年，美国福特公司就研制出既能烧油气，又能烧纯乙醇的汽车。但随着廉价石油的大量开采和应用，这些车辆逐渐消失了。20 世纪 70 年代石油危机后，很多国家重新加强了乙醇燃料的开发和利用。

巴西是世界上最早实施乙醇燃料计划的国家，乙醇燃料的生产以甘蔗、糖蜜、砂糖为原料。巴西发展乙醇燃料首先是基于国家能源安全和经济发展的考虑，因为第一次石油危机沉重打击了巴西的国民经济；其次是为了促进农业、种植业的发展和保护农民利益（巴西是世界甘蔗种植区）；第三是为了发展本国的可再生能源和保护环境。目前巴西年产乙醇燃料近 800 万 t，约占汽油总耗量的 1/3，使用乙醇燃料的车辆达 370 多万辆，成为世界上最大的乙醇燃料消费国。同时，巴西也是世界唯一不供应纯汽油的国家。20 多年来，实施乙醇燃

料计划给巴西带来了三大收益：一是形成了独立的经济能源运行系统；二是刺激了农业及乙醇相关行业的发展，收益 270 亿美元，增加就业人数达原来的 1.5 倍；三是促进了生态环境和人民生活质量的改善，温室气体排放减少了 20%。

美国是世界上另一个大量生产使用乙醇燃料的国家。与巴西不同的是，美国主要用玉米为原料生产乙醇，所耗玉米占全国玉米总产量的 7%～8%。1990 年全美乙醇燃料销售量为 265 万 t，到 2000 年达到 559 万 t，年均增产率达近 8%。1999 年，美国环保局与国会合作，针对汽油增氧剂（MTBE）对水资源的污染，研究了 2002～2011 年期间新的国家清洁燃料替代计划，一些州已明令禁止使用 MTBE。如果美国在全国范围内全面禁止使用 MTBE，将极大地刺激车用乙醇汽油的需求增产。

美国乙醇燃料的推广应用，得到政府的大力支持。一是投资优惠，即在开始阶段政府向乙醇生产企业提供 10%的能源投资抵扣，对年产量小于 3000t 的乙醇工厂，提供 90%的信用贷款。二是减免税收，对用做燃料的乙醇，联邦政府给予税收减免达 45 美分/加仑（合人民币 1498 元/t）。对生产规模为 0.3～9 万 t 的小型企业，政府还增加 10 美分/加仑（合 227 元/t）的补贴。除联邦政府补贴外，对玉米产品，州政府还提供 10～20 美分/加仑（合 227～454 元/t）的补贴。三是环保立法，1990 年颁布的洁净空气法修正案，要求 CO 排放和臭氧含量超标地区使用含氧燃料。增氧剂主要包括乙醇、MTBE 等。近年由于发现 MTBE 污染地下水，美国国会已限制其使用。

除此之外，欧共体和日本等国家也有开发利用乙醇燃料的计划。1993 年欧共体建议提高燃料级乙醇的生产量，要求汽油掺混乙醇燃料不低于 5%，并将生物乙醇燃料的税率降低到相当于矿物燃料税率的水平。日本从 1983 年开始实施燃料乙醇开发计划，重点开发以农村废弃物为原料直接生产乙醇的技术。20 世纪 90 年代，用可再生资源替代石油资源，并用生物技术取代化工制备生物燃料已成为世界各大化学公司发展战略的热点。

生物油是典型的绿色能源。其制备过程本身就是一种净化环境的过程，每消耗一个单位的化石能源就能获得 3.2 个单位的能量；在使用过程中，由于基本不含硫和灰分，辛烷值高（达 52.9），对环境无害；与传统柴油相比，使用生物柴油可使空气毒性降低 90%，患癌率减少 94%。因此，生物柴油的开发受到许多国家的重视。

早在 20 世纪 70～80 年代，美国、德国等国即成立专门的研究机构，并投入大量人力和物力开始研究。到 90 年代，随着石油资源和环境压力的增加，各国进一步加强了对生物油开发应用的支持。目前，美、法、意等国已相继建成

生物油生产装置数十座，规模最大的生产量达 57 万 t/年，德国也于 2001 年在海德地区投资 5000 万马克，兴建年产 10 万 t 油的生产厂。2000 年德国生物油的产量已达 45 万 t。

国外生物油的发展得益于政府的重视与支持。美国在可再生能源发展战略中，把生物油列为主要发展目标之一，联邦政府率先示范，首先成为生物油的最大用户。为了扩大使用，美国还制定了专门的技术标准，以促进其产业化的发展，并从价格上给予一定的补贴。德国农民种植生物油原料作物（油菜籽）可获得 1000 马克/$hm^2$ 的补贴，生产制造生物油的企业还可得到税收减免的优惠。

### 3.6.3 国际生物质能源发展的经验

（1）发达国家依靠技术上的优势和产业的大发展占领生物质能源市场。在生物质能源技术方面，美国、日本、欧洲都是世界上的领先者。这些国家拥有雄厚的经济基础及领先的科技力量，具备将先进技术转化为产业的实力，加上超前发展的意识，致使大多数先进的生物质能源技术都集中在欧美日等西方发达国家手中，并拥有最大份额的市场。这些国家以科技为前导，吸引产业界参与研制和开发 20 年后、乃至 50 年后可以发挥重大作用的关键技术，加速这些技术的产业化，形成相应的制造工业基础体系。换言之，以国家先期投入为引导，唤起企业发展可再生能源技术，占领技术制高点的战略眼光和决心。如美国政府始终要求企业要保持其技术研发和装备制造能力的国际领先地位，先后制定了太阳光伏电池、风力发电装备和氢能技术发展的路线图，抢占了大多数可再生能源技术的制高点，确保了美国在这一领域的领先地位。世界上最优秀的风机制造技术则集中在丹麦、德国、西班牙和美国等几个国家。丹麦在生物质发电产业，一直保持其技术研发和装备制造能力的国际领先地位。

（2）明确发展可再生能源技术的中长期目标，建立起稳定的市场规模，保证投资者的长远利益。德国在 20 世纪 90 年代就明确提出，利用 30 年左右的时间，发展可再生能源技术，特别是风力发电技术，使其取代核电技术。这一决策，大大增强了企业界对开发风力发电为代表的可再生能源技术和装备的信心和步伐，在不到 10 年的时间内，便迅速建立了装备制造、安装和运行维护的产业体系，2002 年风力发电装机容量就超过美国，成为世界风力发电最为强大的国家。

（3）政府重视，依靠政策推动生物质能源的发展是各国共同的特点。脱离政府的大力支持，仅靠可再生能源自身能力是无法发展的。世界生物质能源的发展，无论本着什么目的，政府高瞻远瞩，从政策、法律上给予支持，才是可

再生能源迅速发展的根本动力。

进入20世纪90年代，各个国家先后采取了配额制、强制购买、有限竞标、绿色证书、特许经营等激励政策。尽管这些政策的效果因地而异，但是不论采用哪种政策，只要保证政策的连续性，其政策效果就很明显。德国、西班牙为了鼓励风力发电，颁布了“购电法”以吸引投资；英国早期实施“非化石燃料公约”制度，为可再生能源发展创造条件；美国有些州及澳大利亚实施配额制（RPS），要求在电力供应中可再生电力的比例要达到一定的程度。这些措施针对可再生能源发展的障碍，对可再生能源的起步是一个巨大的推动力。另外，以立法的形式强制社会接纳和开发可再生能源，也为可再生能源的前景提供了保障。

（4）营造全民支持发展生物质能源的氛围。由于发达国家对环境保护的长期宣传教育，公众普遍接受对环境有益的可再生能源技术，高电价政策、绿色能源政策都能得到公众的认同。

# 第4章 生物质发电技术

## 4.1 生物质直接燃烧发电技术

生物质直接燃烧发电是指利用生物质燃烧后的热能转化为蒸汽进行发电，在原理上，与燃煤火力发电没什么区别。从原料上区分，生物质直接燃烧发电目前主要包括生物质（如农林废弃物、秸秆等）燃料的直接燃烧发电和垃圾焚烧发电。

直接燃烧发电是指把生物质原料送入适合生物质燃烧的特定蒸汽锅炉中，生产蒸汽，驱动蒸汽轮机，带动发电机发电。直接燃烧发电的关键技术包括原料预处理技术、蒸汽锅炉的多种原料适用性、蒸汽锅炉的高效燃烧、蒸汽轮机的效率。

### 4.1.1 生物质直接燃烧技术

直接燃烧是目前把生物质转换成能量所通用的基本过程，大致可分炉灶燃烧、锅炉燃烧、垃圾焚烧和固体燃料燃烧4种情况。炉灶燃烧是最原始的利用方法，一般适用于农村或山区分散独立的家庭用炉，它的投资最省，但效率最低，燃烧效率在15%～20%。锅炉燃烧采用了现代化的锅炉技术，适用于大规模利用生物质，它的主要优点是效率高，并且可实现工业化生产；主要缺点是投资高，而且不适合于分散的小规模利用，生物质必须相对比较集中才能采用本技术。垃圾焚烧也是采用锅炉技术处理垃圾，但由于垃圾的品位低、腐蚀性强，所以它要求技术更高，投资更大。从能量利用的角度来看，它也必须规模较大才比较合理。固体燃料燃烧是把生物质固化成型后再采用传统的燃煤设备燃用，主要优点是所采用的热力设备是传统的定型产品，不必经过特殊的设计或处理；主要缺点是运行成本高。所以它比较适合企业对原有设备进行技术改造时，在不重复投资的前提下，以生物质代替煤，以达到节能的目的，或应用于对污染要求特别严格的场所等。

### 4.1.2 生物质直接燃烧发电原理

#### 4.1.2.1 生物质燃料的燃烧过程

生物质燃料的燃烧过程是强烈的化学反应过程，又是燃料和空气间的传热、

传质过程。燃烧除需燃料存在外，必须有足够的热量供给和适当的空气供应。图 4-1 所示为燃料燃烧的过程，它可分为预热、干燥（水分蒸发）、挥发分析出及着火、焦炭（固定炭）燃烧等过程。

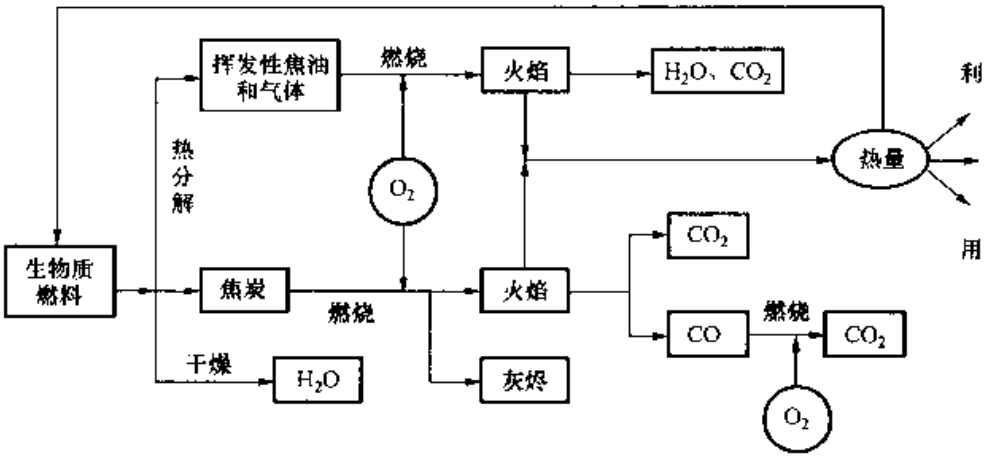



图 4-1　生物质燃料的燃烧过程

#### 4.1.2.2　生物质直接燃烧的发电原理及工艺流程

生物质直接燃烧发电的原理是：由生物质锅炉设备利用生物质直接燃烧后的热能产生蒸汽，推动汽轮发电系统进行发电。在原理上与燃煤锅炉火力发电没什么区别，其工艺流程如图 4-2 所示。

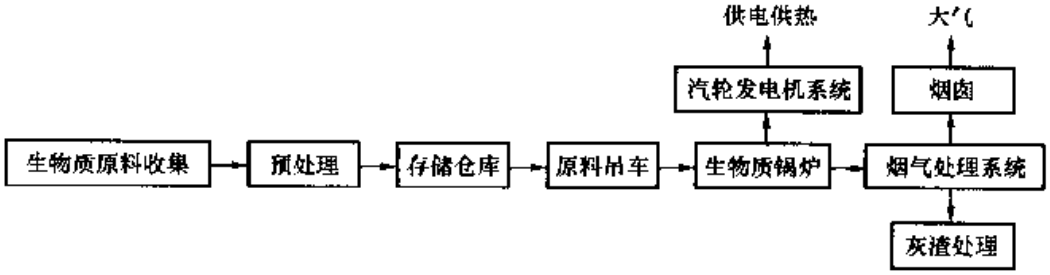



图 4-2　生物质直接燃烧发电工艺流程

将生物质原料从附近各个收集点运送至电厂，经预处理（破碎、分选）后存放到原料存储仓库，仓库容积要保证可以存放五天的发电原料；然后由原料输送车将预处理后的生物质送入锅炉燃烧，通过锅炉换热将生物质燃烧后的热能转化为蒸汽，为汽轮机发电机组提供汽源进行发电。生物质燃烧后的灰渣落入除灰装置，由输灰机送到灰坑，进行灰渣处置。烟气经过烟气处理系统后由烟囱排放入大气中。

### 4.1.3　生物质直接燃烧的设备分类及现状

#### 4.1.3.1　生物质直接燃烧的设备分类

影响生物质直接燃烧发电效率的关键因素是生物质燃烧效率的高低，而燃

烧设备是影响生物质直接燃烧效率的关键因素。生物质燃料燃烧设备按规模可分为小型锅炉、大型锅炉和热电联产锅炉；按用途与燃料品种可分为木材炉、壁炉、颗粒燃料炉、薪柴锅炉、木片锅炉、颗粒燃料锅炉、秸秆锅炉及其他燃料锅炉；按燃烧形式可分为片烧炉、捆烧炉、颗粒层燃炉等。

4.1.3.2 生物质直接燃烧设备现状

日本在20世纪50年代研制出棒状燃料成型机及相关的燃烧设备；美国在1976年开发了生物质颗粒及成型燃烧设备；西欧一些国家（如荷兰、瑞典、比利时、芬兰、丹麦等）在20世纪70年代已有了冲压式成型机、颗粒成型机及配套的燃烧设备；日本、美国及欧洲一些国家生物质成型材料燃烧设备已经定型，并形成了产业化，在加热、供暖、干燥、发电等领域已普遍推广应用。这些国家生物质成型燃料燃烧设备具有加工工艺合理、专业化程度高、操作自动化程度高、热效率高、排烟污染小等优点；但相对于我国的实际情况则存在着价格高、使用燃料品种单一、易结渣、电耗高的缺点，不适合引入我国。

我国在生物质燃料成型设备方面也作了大量的研究，如辽宁省能源研究所研制的颗粒成型机，南京林产化工研究所研制的多功能成型机，河南农业大学机电工程学院研制的活塞式液压成型机等，在国内正在形成产业化。但生物质成型燃料燃烧效率低，仍然是低品位燃料，难以充分发挥生物质资源的作用。国内关于生物质燃料燃烧设备的设计与研究几乎是个空白，一些单位为燃用生物质成型燃料，在未弄清生物质成型燃料燃烧理论的情况下，盲目地把原有的燃煤设备改为生物质成型燃料燃烧设备。但改造后的燃烧设备仍存在着炉膛的容积、形状与生物质成型燃料燃烧不匹配等情况，致使燃烧设备的燃烧效率及热效率较低，出力及工质参数下降，排烟中污染物含量高。为了使生物质成型燃料能稳定、充分、直接地燃烧，根据生物质成型燃烧理论重新进行系统设计与研究生物质成型燃料专用燃烧设备是非常重要的，也是非常紧迫的。

国外现在已经研制出大型工业所需要的燃烧炉和锅炉，这些炉具能够燃烧各种不同形式的生物质，例如木材、废木、制浆作业所产生的黑色废液、食品加工业的废物和城市固体废物等。大型设备的效率相当高，其性能接近于使用矿物性燃料的锅炉。大部分生物质的含水量较高，并且组成成分复杂，因此很难让使用生物质的锅炉在合理的成本上达到可与常规锅炉相比的效率；然而联合生产则具有经济上的优越性，因此吸引了许多存有生物质原料的工业部门，纷纷安装联合生产设备。现在已设计出各种各样适合烧木材加工下脚料、木质废弃物和其他形式生物质的燃烧炉。其中几种主要是为发展中国家工业应用而设计的，其特点如下：

（1）荷兰炉是最普通的，但它采用的基本技术却很老，如今大部分已被效率更好的系统所代替。

（2）自动添加燃料的炉排是一种现代蒸汽发电厂所用的烧木材和树皮的锅炉，燃料依靠气压式或机械式布料系统送到锅炉的炉箅上面。有的燃料是在悬空状态下燃烧，未燃尽的剩余部分则落到一组炉箅上，直到完全燃尽。这种锅炉通常采用多个标准产汽量为 10t/h 的小型锅炉，但也有能力超过 200t/h 的大型炉。

（3）燃料分级燃烧式锅炉包括两个阶段。燃料从上面被送到主炉中的水冷炉格；然后热燃气进入副燃烧室，并在那里完全燃烧。这种锅炉通常在低压下工作，产汽能力为 2t/h。

（4）在倾斜式炉箅的锅炉中，燃料以阶梯式方式被源源不断地送到炉箅的顶部，先通过上部的烘干室，然后落到下面的燃烧室，把留在炉箅最下部的粉尘灰清走。

（5）悬浮式锅炉用于迅速燃烧悬浮在湍动气流中的颗粒状燃料。设备的结构可以是喷射式的，使燃料和空气在燃料室内混合；也可以是气旋式装置，燃料和空气在外部气旋式燃烧室中混合。

（6）流化床燃烧系统有一个用耐火材料制成的热床，该热床在气流的作用下不停地运动，基本上起到炉排的作用。系统用烧石油、天然气或煤粉的燃烧室对热床进行预热，使温度上升到足以使生物质燃料燃烧。在这个温度上，升高流过热床的气流的温度，直到热床开始“沸腾”，也就是放流化。把燃料输送到流化床的方法主要取决于燃料的性质，质量大于流化床材料的固体燃料会落到床的表面并被淹没；反之，像木屑或刨花那样质量小的材料会被输送到流化床表层的下方。液体燃料则用水冷喷射器输入。

#### 4.1.4 生物质直接燃烧发电现状

生物质直接燃烧发电的技术已基本成熟，它已进入推广应用阶段。如美国大部分生物质采用这种方法利用，近年来已建成 350 多座生物质发电站，生物质能发电的总装机容量已超过 10000MW，单机容量达 10～25MW，处理的生物质大部分是农业废弃物或木材厂、纸厂的森林废弃物。这种技术单位投资较高，大规模下效率也较高，但它要求生物质集中，数量巨大，只适于现代化大农场或大型加工厂的废物处理，对生物质较分散的发展中国家不是很适合；如果考虑生物质大规模收集与运输，成本也较高。从环境效益的角度考虑，生物质直接燃烧与煤燃烧相似，会放出一定的 $NO_x$，但其他有害气体比燃煤要少得多。奥地利成功地推行建立燃烧木质能源的区域供电计划，目前已有 80～90

个容量为1000～2000kW的区域供热站，年供热$1\times10^{10}$MJ。瑞典和丹麦正在实行利用生物质进行热电联产的计划，使生物质能在提供高品位电能的同时，满足供热要求。瑞典早在1999年地区供热和热电联产所消耗的能源中，生物质能就达到26%。专家认为，生物电能这种再生能源具有非常大的潜力，它将为能源生产作出重大贡献。

芬兰是世界上利用林业废料、造纸废弃物等生物质发电最成功的国家之一，其技术与设备为国际领先水平。福斯特威勒公司是芬兰最大的能源公司，也是制造具有世界先进水平的燃烧生物质的循环流化床锅炉公司，最大发电量达$30\times10^{4}$kW。该公司可提供的生物质发电机组的功率为3～47MW，生产的发电设备主要利用木材加工业、造纸业的废弃物为燃料，废弃物的最高含水量可达60%，排烟温度为140℃，热效率达88%。

生物质直接燃烧发电的关键技术和设备是用于燃烧秸秆等生物质的专用锅炉，这种产品我国还没有开发研制出来。所以我国最近准备建设大型秸秆发电厂，大多数采用丹麦BWE公司的技术和设备。

从目前收集到的资料得知，我国已经建成和正在兴建的大型秸秆发电厂项目情况如下：

国能公司已经建成的电厂有：单县2.5万kW秸秆发电厂、威县2.4万kW秸秆发电厂、高唐2.4万kW秸秆发电厂、成安2.4万kW秸秆发电厂、国能垦利生物发电厂。

国家电网公司认真履行“优质服务年”承诺，积极奉献清洁能源，生物质发电项目建设全面提速。2007年3月26日，国能生物发电有限公司在新疆阿瓦提、河南巨野、内蒙古赤峰、辽宁黑山、河南扶沟的五个生物质发电项目同时开工建设。

其他投资公司正在建设的电厂有：河北省晋州秸秆发电厂、江苏省如东县2.5万kW秸秆发电厂等。

## 4.2 生物质气化发电技术

### 4.2.1 生物质气化发电原理与过程

生物质气化发电技术的基本原理是把生物质转化为可燃气，再利用可燃气推动燃气发电设备进行发电。它既能解决生物质难于燃用而且分布分散的缺点，又可以充分发挥燃气发电技术设备紧凑而污染少的优点，所以是生物质能最有效、最洁净的利用方法之一。

气化发电过程包括三个方面：一是生物质气化，把固体生物质转化为气体燃料；二是气体净化，气化出来的燃气都带有一定的杂质，包括灰分、焦炭和焦油等，需经过净化系统把杂质除去，以保证燃气发电设备的正常运行；三是燃气发电，利用燃气轮机或燃气内燃机进行发电，有的工艺为了提高发电效率，发电过程可以增加余热锅炉和蒸汽轮机。生物质气化发电工艺流程如图 4-3 所示。

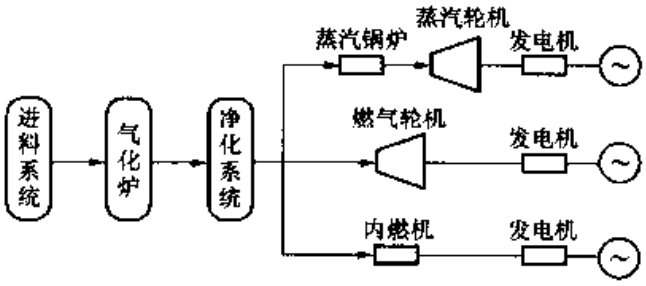



图 4-3　生物质气化发电工艺流程图

经预处理（以符合不同气化炉的要求）的生物质原料，由进料系统送进气化炉内。由于有限地提供氧气，生物质在气化炉内不完全燃烧，发生气化反应，生成可燃气体——气化气。气化气一般要与物料进行热交换以加热生物质原料，然后经过冷却系统及净化系统。在该过程中，灰分、固体颗粒、焦油及冷凝物被除去，净化后的气体即可用于发电，通常采用内燃机、燃气轮机及蒸汽轮机进行发电。

### 4.2.2　生物质气化发电的特点

生物质气化发电技术是生物质能利用中有别于其他可再生能源的独特方式，具有以下三个特点。

一是技术有充分的灵活性。由于生物质气化发电可以采用内燃机，也可以采用燃气轮机，甚至可结合余热锅炉和蒸汽发电系统，所以生物质气化发电可以根据规模的大小选用合适的发电设备，保证在任何规模下都有合理的发电效率。这一技术的灵活性，能很好地满足生物质分散利用的特点。

二是具有较好的洁净性。生物质本身属于可再生能源，可以有效地减少 $CO_2$、$SO_2$ 等有害气体的排放，而气化过程一般温度较低（大约在 700～900℃），$NO_x$ 的生成量很少，所以能有效地控制 $NO_x$ 的排放。

三是经济性。生物质气化发电技术的灵活性，可以保证该技术在小规模下有较好的经济性，同时燃气发电过程简单，设备紧凑，也使生物质气化发电技术比其他可再生能源发电技术投资更小，所以总的来说，生物质气化发电技术是所有可再生能源技术中最经济的发电技术。

### 4.2.3 生物质气化发电系统的分类

生物质气化发电系统由于所采用的气化技术、燃气发电技术以及发电规模的不同，其系统结构和工艺过程有很大的差别。

（1）根据生物质气化形式不同分类。如前文所述，从气化形式上看，生物质气化过程可以分为固定床和流化床两大类。另外，国际上为了实现更大规模的气化发电方式，提高气化发电效率，正在积极开发高压流化床气化发电工艺。

（2）根据燃气发电技术不同分类。从燃气发电过程上看，生物质气化发电主要有三种方式：一是将可燃气作为内燃机的燃料，用内燃机带动发电机组发电；二是将可燃气作为燃气轮机的燃料，用燃气轮机带动发电机组发电；三是用燃气轮机和汽轮机实现两级发电，即利用燃气轮机排出的高温废气把水加热成蒸汽，再用蒸汽推动汽轮机带动发电机组发电。

内燃机发电系统以简单的燃气内燃机组为主，可单独燃用低热值燃气，也可以燃气、油两用。前者使用方便，后者工作稳定性好，效率较高。该系统机组属于小型发电装置，它的特点是设备紧凑，操作方便，适应性较强，但系统效率低，不宜连续长时间运行，单位功率投资较大。它适用于农村、农场、林场的照明用电或小企业用电，也适于粮食加工厂、木材加工厂等单位进行自供发电。

燃气轮机发电系统采用低热值燃气轮机，燃气需增压，否则发电效率较低，由于燃气轮机对燃气质要求高并且需要有较高的自动化控制水平和燃气轮机改造技术，所以一般单独采用燃气轮机的生物质气化发电系统较少。

燃气—蒸汽联合循环发电系统是在内燃机、燃气轮机发电的基础上增加余热蒸汽的联合循环，该种系统可以有效地提高发电效率。一般来说，燃气—蒸汽联合循环的生物质气化发电系统采用燃气轮机发电设备，而且最好的气化方式是高压气化，构成的系统称为生物质整体气化联合循环（B/IGCC）。它的一般系统效率可以达40%以上，是目前发达国家重点研究的内容。

（3）根据生物质气化发电规模分类。从发电规模上分，生物质气化发电系统可分为小型、中型、大型三种。

小型生物质气化发电系统一般指采用固定气化设备，发电规模在200kW以下的气化发电系统，主要集中在发展中国家，特别是非洲、印度和中国及东南亚国家。美国、欧洲等发达国家虽然小型生物质气化发电技术非常成熟，但由于发达国家生物质能源相对较贵，而能源供应系统完善，对劳动强度大、使用不方便的小型生物质气化发电技术应用非常少，只有少数供研究用的实验装置。

小型气化发电系统简单灵活，主要功能为农村照明或作为中小型企业的自

备发电机组，它所需的生物质数量较少，种类单一，所以可以根据不同生物质形状选用合适的气化设备。

中型生物质气化发电系统一般指采用流化床气化工艺，发电规模在 400～3000kW 的气化发电系统，在发达国家应用较早，技术较成熟。但由于该类型系统设备造价很高，发电成本居高不下，所以在发达国家应用极少，目前在欧洲有少量的几个项目。

中型生物质气化发电系统主要作为大中型企业的自备电厂或小型上网电厂，它可以适用于一种或多种不同的生物质，所需的生物质数量较多。需要粉碎、烘干等预处理，所采用的气化方式主要以流化床气化为主。中型生物质气化发电系统用途广泛，是当前生物质气化技术的主要方式。

大型生物质气化发电系统相对于常规能源系统仍是非常小的规模，所以大型生物质气化发电系统只是相对的。考虑到生物质资源分散的特点，一般把大于 3000kW，而且采用了联合循环发电方式（IGCC）的气化发电系统归入大型的行列。大型生物质气化发电系统主要功能是作为上网电厂，它可以适用的生物质较为广泛，所需的生物质数量巨大，必须配套专门的生物质供应中心和预处理中心，是今后生物质利用的主要方面。大型生物质气化发电系统功率一般在 5000kW 以上，虽然与常规能源比仍显得非常小，但在生物质能发展成熟后，它将是今后替代常规能源电力的主要方式之一。

各种生物质气化发电技术的特点如表 4-1 所示。

**表 4-1　　各种生物质气化发电技术的特点**

| 规　模 | 气化过程 | 发电过程 | 主要用途 |
|---|---|---|---|
| 小型系统（功率＜200kW） | 固定床气化，流化床气化 | 内燃机组，微型燃气轮机 | 农村用电，中小企业用电 |
| 中型系统（500kW＜功率＜3000kW） | 常压流化床气化 | 内燃机 | 大中企业自备电厂、小型上网电厂 |
| 大型系统（功率＞5000kW） | 常压流化床气化、高压流化床气化、双流化床气化 | 内燃机＋蒸汽轮机<br>燃气轮机＋蒸汽轮机 | 上网电站、独立能源系统 |

在国际上，大型生物质气化发电系统的技术远未成熟，主要的应用仍停留在示范和研究阶段。生物质 IGCC 作为先进的生物质气化发电技术，能耗比常规系统低，总体效率可大于 40%，从 1990 年起引起了研究人员极大的兴趣。目前国际上有很多发达国家开展这方面研究，如美国 Battelle（63MW）和夏威夷（6MW）项目，欧洲英国（8MW）和芬兰（6MW）的示范工程等。但

由于经济性较差，以意大利12MW的IGCC示范项目为例，建设成本高达25000元/kW，发电成本约1.2元/kWh，目前仍未真正进入市场，有待进一步探索研究。瑞典的Varnamo生物质示范电站是欧洲发达国家一个B/IGCC发电示范项目，它的主要目的是建设一个完善的生物质IGCC示范系统，研究生物质IGCC的各部分关键过程。所以该生物质发电站更适合于生物质气化发电的R&D活动，而不是完全的商业化运行，投资和运行成本都非常高。该项目采用了目前欧洲在生物质气化发电技术研究的所有最新成果，包括采用高压循环流化床气化技术（I8MW）、高温过滤技术、燃气轮机技术（4.2MW）和余热蒸汽发电系统。

我国生物质资源丰富，生物质气化发电具有较好的生存条件和发展空间。所以，在中国大力发展生物质气化发电技术可最大限度地体现该技术的优越性和经济性，也是解决农村秸秆焚烧问题的有效方法之一，对中国农村的现代化建设有重要意义。

我国有良好的生物质气化发电基础，早在20世纪60年代初就开展了该方面的工作。在原来谷壳气化发电技术的基础上，对生物质气化发电技术作了进一步的研究，主要对发电容量大小和不同生物质原料进行了探索，先后完成了2.5～200kW的各种机组的研制。中国近几年特别重视中小型生物质气化发电技术的研究和应用，开发的中小规模生物质气化发电技术具有投资少，灵活性好等特点。已研制的中小型生物质气化发电设备功率从几千瓦到4000kW，气化炉的结构有层式下吸式气化炉、开心式气化炉、下吸式气化炉和循环流化床气化炉四种，采用单燃料气体内燃机和双燃料内燃机，单机最大功率200kW。开发出的循环流化床气化发电系统，对于处理大规模生物质具有显著的经济效益，在我国推广很快，已经成为国际上应用最多的中型生物质气化发电系统。开发规模有200、600、800、1000、2000、3000、4000kW等，气化发电单位投资控制在3500元/kW以下，发电成本在0.5～0.6元/kWh左右。

（4）大型生物质气化发电系统。生物质IGCC技术由于焦油处理技术与燃气轮机改造技术难度很高，仍存在很多问题，如系统未成熟，造价很高，实用性仍很差等，限制了其应用推广。在我国目前条件下，研究开发与国外相同技术路线的生物质IGCC，由于资金和技术问题，将更加困难。如何利用已较成熟的技术，研制开发在经济上可行，而效率又有较大提高的系统，是目前发展生物质气化发电的一个主要课题，也是发展中国家今后能否有效利用生物质的关键。但由于生物质种类的复杂性和气化发电技术本身固有的特点，还有灰处理、气体净化、废水处理等问题有待解决。

### 4.2.4 生物质气化发电的关键技术

#### 4.2.4.1 生物质气化工艺的选择

生物质的气化有各种各样的气化工艺过程。从理论上讲，任何一种气化工艺都可以构成生物质气化发电系统。但从气化发电的质量和经济性出发，生物质气化发电要求达到发电频率稳定、发电负荷连续可调两个基本要求。所以对气化设备而言，它必须达到燃气质量稳定，燃气质量可调，而且必须连续运行。在这些前提下，气化能量转化效率的高低才是气化发电系统运行成本的关键所在。

表 4-2 所示是各种气化炉的特性，是气化发电系统选择气化炉形式和控制运行参数的制约条件。

**表 4-2　　各种气化炉的特性**

| 特　　性 | 上 吸 式 | 下 吸 式 | 鼓泡流化床 | 循环流化床 |
|---|---|---|---|---|
| 原料适应性 | 适应不同形状尺寸原料，含水量在 15%～45%之间，可稳定运行 | 大块原料不经预处理可直接使用 | 原料尺寸控制较严，需预处理过程 | 能适应不同种类的原料，但要求为细颗粒，原料需预处理过程 |
| 燃气特点，后处理过程的简单性 | $H_2$ 和 $C_nO_y$ 含量少，$CO_2$ 含量高，焦油含量高，需要复杂净化处理 | $H_2$ 含量增加，焦油经高温区裂解，含量减少 | 与直径相同的固定床比，产气量大 4 倍，焦油较少，燃气成分稳定，后处理过程简单 | 焦油含量少，产气量大，气体热值比固定床气化炉高 40%左右，后处理简单 |
| 设备实用性、单炉生产能力、结构复杂程度、制造维修费用 | 生产强度小，结构简单，加工制造容易 | 生产强度小，结构简单，容易实现连续加料 | 生产强度是固定床的 4 倍，但受气流速度的限制，故障处理容易，维修费用低 | 生产强度是固定床的 8～10 倍，流化床的 2 倍，单位容积的生产能力最大，故障处理容易，维修费用低 |
| 与发电系统的匹配性 | 工作安全，稳定 | 安全、稳定 | 操作安全、稳定，负荷调节幅度受气速的限制 | 负荷适应能力强，启动、停车容易，调节范围大，运行平稳 |

从实际应用上考虑，固定床气化炉比较适合于小型、间歇性运行的气化发电系统。它最大的优点是原料不用预处理，而设备结构简单紧凑，燃气中含灰量较低，净化可以采用简单的过滤方式；但它最大的缺点是固定床不便于放大，难以实现工业化，发电成本一般较高。另外，固定床由于加料和排灰问题，不便于设计为连续运行的方式，对气化发电系统的连续运行不利，而且燃气质量容易波动，发电质量不稳定。这些方面都限制了固定床气化技术在气化发电系统中的大量应用，是小型生物质气化发电系统实现产业化的最大技术难题。

各种流化床气化技术，包括鼓泡床、循环流化床、双流化床等，是比较适

合于气化发电工艺的气化技术。首先它运行稳定，包括燃气质量、加料与排渣等非常稳定；而且流化床的运行连续可调；最重要的一点是它便于放大，适于生物质气化发电系统的工业应用。当然，流化床也有明显的缺点：一是原料需进行预处理，使原料满足流化床与加料的要求；二是流化床气化产生燃气中飞灰含量较高，不便于后续的燃气净化处理；另外，生物质流化床运行费用较高，不适合于小型气化发电系统，只适合于大中型气化发电系统。所以小型的流化床气化技术在生物质能利用中很难有实际意义。

生物质流化床气化工艺有三种典型的形式，即鼓泡床气化、循环流化床气化及双流化床气化。

三种流化床气化炉中以循环流化床气化速度最快，它适用于较小的生物质颗粒，在大部分情况下可以不加流化床热载体，所以它运行最简单；但它的炭回流难以控制，在炭回流较少的情况下容易变成低速率的载流床。鼓泡床流化速度较慢，比较适合于颗粒较大的生物质原料，而且一般必须增加热载体。双流化床系统是鼓泡床和循环流化床的结合，它把燃烧和气化过程分开，燃烧床采用鼓泡床，气化床采用循环流化床，两床之间靠热载体进行传热。所以，控制好热载体的循环速度和加热温度，是双流化床系统最关键也是最难的技术。

#### 4.2.4.2 生物质气化焦油裂解技术

生物质气化的目标是得到尽可能多的可燃气体产物，但在气化过程中，焦炭和焦油都是不可避免的副产物。其中，由于焦油在高温时呈气态，与可燃气体完全混合，而在低温时（一般低于 200℃）凝结为液态，所以其分离和处理更为困难。

焦油的存在对气化有多方面的不利影响，首先它降低了气化效率；其次焦油在低温时凝结为液态，容易和水、焦炭等结合在一起，堵塞送气管道，使气化设备运行发生困难；另外，凝结为细小液滴的焦油比气体难以燃尽，在燃烧时容易产生炭黑等颗粒，对燃气利用设备，如内燃机、燃气轮机等损害相当严重，大大降低了气化燃气的利用价值。所以针对气化过程产生的焦油，采取的办法是把它转化为可燃气。这样既提高气化效率，又降低燃气中焦油的含量，提高可燃气体的利用价值，对发展和推广生物质气化发电技术具有决定性的意义。

对生物质气化气体中的焦油进行处理是有效利用燃气必不可少的过程，其中焦油的催化裂解是最有效、最先进的办法。以往简单的水洗或过滤等办法只是把焦油从气体中分离出来，然后作为废物排放，既浪费了焦油本身的能量，又会产生大量的污染。而焦油热烈解却可把焦油分解为永久性气体，与可燃气一起被利用，所以它既减少了焦油含量，又利用了焦油中的能量。但热裂解需

要很高的温度（1000～1200℃），所以实现较困难。而催化裂解可利用催化剂的作用，把焦油裂解的温度大大降低（约 750～900℃），并提高裂解效率，使焦油在很短时间内的裂解率达 99%以上。

大量的实验表明，对焦油裂解催化效果较好又有应用前景的典型催化剂有 3 种，即木炭、白云石、镍基催化剂，它们的主要性能见表 4-3。

**表 4-3　　典型材料的主要性能**

| 名　称 | 反应温度（℃） | 接触时间（s） | 转化效率（%） | 特　点 |
|---|---|---|---|---|
| 镍基催化剂 | 750 | 1.0 | 97 | （1）反应温度低，转化效果好<br>（2）材料较贵，成本较高 |
| 木炭 | 800<br>900 | 0.5<br>0.5 | 91<br>99.5 | （1）木炭为气化自身产物，成本低<br>（2）随着反应的进行，木炭本身减少 |
| 白云石① | 800<br>900 | 0.5<br>0.5 | 95<br>99.8 | 转换效率高，材料分布广泛成本低 |

① 白云石的主要成分为 $CaCO_3$ 和 $MgCO_3$，不同的地方出产的白云石成分略有不同。

从上面 3 种典型催化结果比较可知，镍基催化剂的效果最好，在 750℃时即有很高的裂解率，而其他材料在 750℃裂解的效果还不理想。但由于镍基催化剂较昂贵，成本较高，一般生物质气化技术难以应用，所以只能在气体需要精制或合成汽油的工艺中使用。木炭的催化作用实际上在下吸式气化炉中即有明显的效果，但由于木炭在裂解焦油的同时参与反应，所以消耗很大。对大型生物质气化来说，木炭做催化剂不现实，但木炭的催化作用对气化炉的设计及小型气化炉有一定的指导意义。

白云石是目前为止研究最多和最成功的催化剂，虽然各地白云石的成分略有变化，但都有催化效果，一般当白云石中 $CaCO_3/MgCO_3$ 在 1～1.5 时效果较好。白云石作为焦油裂解催化剂的主要优点是催化效率高，成本低，所以具有很好的实用价值。

关于白云石对焦油的裂解作用，有关研究者已取得一致结论。目前的主要课题是如何把该技术应用到实际气化工程中。由于催化裂解需要专门的设备，系统复杂，运行成本较高，小型气化系统很难使用，而生产实践中使用的大中型气化系统仍较少，所以目前实际上焦油催化裂解炉应用极少，只有少数的示范项目和小试验装置。

对于大中型气化系统，气化炉和裂解炉一般都采用循环流化床形式，见图 4-4。

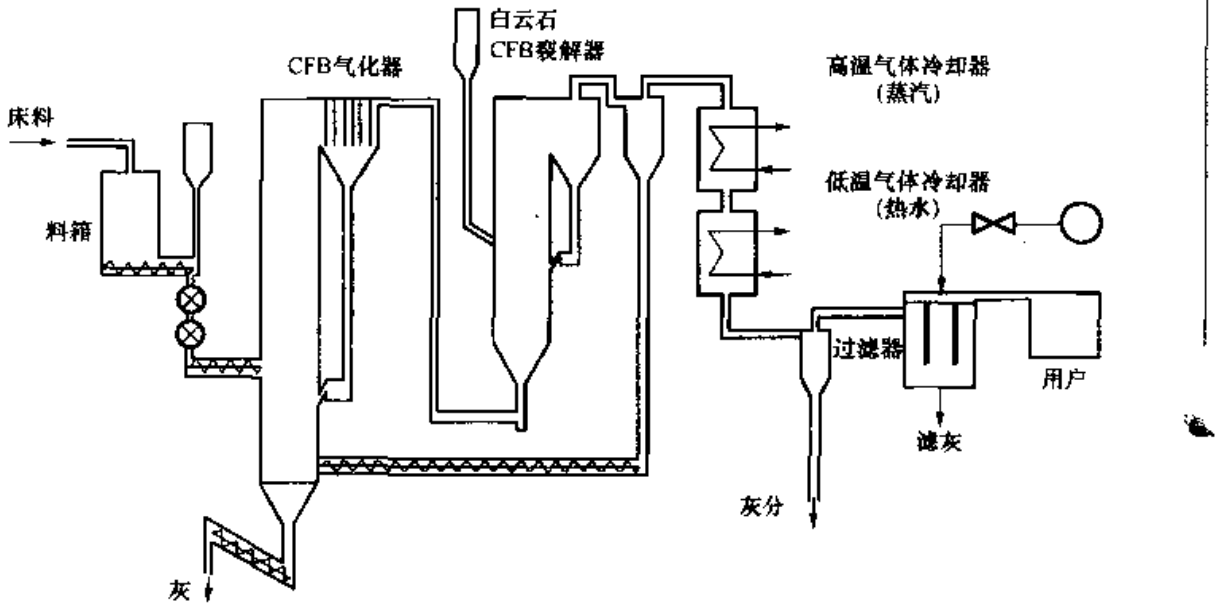



图 4-4 定型的循环流化床气化和焦油裂解系统

由于裂解炉采用流化床反应器，白云石的磨损严重，所以需连续补充白云石的装置和复杂的除尘系统。这种工艺路线的特点适于大规模气化利用，焦油裂解效率较高；其缺点是系统复杂，出口燃气温度高。

对中、小型的气化装置，较适宜采用结构简单的固定床裂解器。为了解决裂解器出口燃气温度太高的难题，荷兰特温特大学提出了一种燃气可以双向流动的裂解工艺，称反吹反应器，见图 4-5。它的基本原理是裂解气的流向每隔一段时间切换一次，一方面利用裂解器本身的蓄热特点把燃气加热；另一方面裂解后的气体经过一段温度较低的区域，使出口气体温度降低，这样减少热损失，提高裂解器的热效率。这一工艺流程的优点是系统简单，裂解器可以在较高温度下工作（1000℃），而不必消耗很多热量；它的缺点是需要精密的切换阀，这种阀门的耐热性和耐磨性都要求很高。

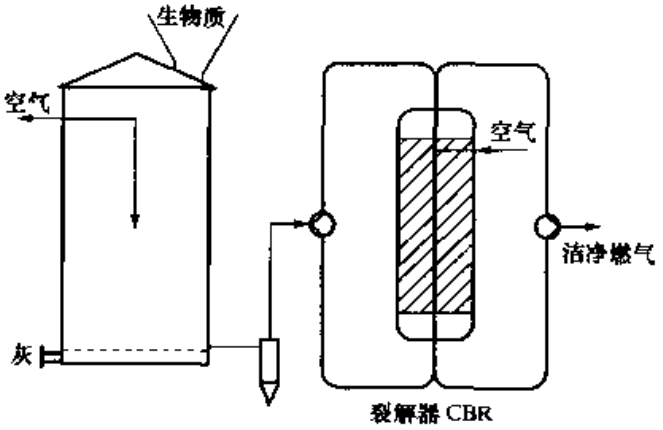



图 4-5 具有反吹裂解气的气化系统示意

4.2.4.3 生物质燃气净化技术

生物质气化生成的燃气含有各种各样的杂质，其含量与原料特性、气化炉的形式关系很大。燃气净化的目标就是要根据气化工艺的特点，设计

合理有效的净化工艺，保证气化发电设备不会因杂质而产生磨损腐蚀和污染等问题。

（1）燃气高温过滤。生物质气化燃气含有大量的微小颗粒、焦炭和灰，由于焦炭的密度和直径都很小，一般旋风分离器难以去除；另一方面，由于焦油在 300℃以下开始少量地凝结析出，凝结的焦油容易堵塞管道和过滤材料，所以较好的方法是在高温下过滤。目前比较多的是采用烧结金属或烧结的陶瓷材料作为过滤器。高温蜂窝陶瓷或烧结金属过滤材料已经有大量的研究，大部分在应用中碰到阻力增加过快的问题。

（2）燃气除焦技术。严格地讲，焦油裂解也是除焦油技术的一种。但在焦油产生又未能裂解的情况下如何把焦油从燃气中去除，对不能采用焦油裂解技术的中、小型气化发电系统更为重要。一般来说，中、小型气化发电系统采用的除焦技术有水洗、低温过滤和静电除焦等方式。

水洗除焦是比较成熟，也是中小型气化发电系统采用比较多的技术之一。它的优点是同时有除焦、除尘和降温三方面的效果。焦油水洗设备的原理和设计与化工过程中的湍流塔一样，它的技术关键是选用合适的气流速度、合适的填充材料、合理的喷水量和喷水方式。焦油水洗技术的主要的缺点是有污水产生，必须配套相应的废水处理装置。

焦油低温过滤只能应用于小型的气化发电系统。因为过滤材料阻力大，容易堵塞，对几十千瓦以上的气化发电系统的焦油过滤，必须采用切换工艺（同时设计两套过滤设备），而且过滤材料更换频繁，劳动强度大。低温过滤的优点是具有除尘、除焦两个功能，其中除焦效率也很高。低温过滤的设计关键是阻力的计算及控制。另外，为了避免产生废物，过滤材料采用可以燃用的生物质是一种较佳的选择。

静电除焦技术和一般煤炭气化系统的电捕焦器的原理相同，它的优点是除尘、除焦效率高，一般达 98%以上；但静电除焦对进口燃气焦油含量要求较高，一般要求低于 $5g/m^3$。另外，由于焦油与炭混合后容易粘在电除尘设备上，所以电捕焦器对燃气中灰的含量要求也很高。由于电捕焦设备应用于生物质燃气的净化过程，必须解决防爆和清焦问题，所以该设备目前在生物质气化发电系统中的应用仍很少。但该技术应用于连续运行的生物质气化发电系统是可能的，而且除焦效果也较好，是今后中小型气化发电系统除焦的有效途径之一，值得进一步深入研究。

以目前的除焦技术看，水洗除焦法存在能量浪费和二次污染现象。净化效果只能勉强达到内燃机的要求；热裂解法在 1100℃以上得到较高的转换效率，

但实际应用较困难；催化裂解法可将焦油转化为可燃气，既提高系统能源利用率，又彻底减少二次污染，是目前较有发展前途的技术。

#### 4.2.4.4 生物质燃气发电技术

生物质燃气的特点是热值低（4～6MJ/m$^3$）、杂质含量高，所以生物质燃气发电技术虽然与天然气发电技术、煤气发电技术的原理一样，但它有更多的独特性，对发电设备的要求也与其他燃气发电设备有较大的差别。

（1）低热位燃气内燃机发电技术。气体内燃机是常用的燃气发电设备之一。燃气内燃机都要求有强制点火系统，点火系统的设计必须根据燃气燃烧速度等进行调整；同时还需要解决生物质燃气热值低引起内燃机出力大大降低，$H_2$含量高可能引起的爆燃，焦油及含灰量的影响，排烟温度过高及效率过低等问题。正是由于这些难题，我国生物质燃气发电机组的产品开发很少，目前有200kW、500kW的机组；更大的机组还没有定型产品，正在开发之中。国外这方面的产品也很少，只有低热值与油共烧的双燃料机组。大型的机组和单燃料生物质燃气机都是从天然气机组改装而来的，所以产品价格很高。

（2）燃气轮机发电技术。燃气轮机是最常见的发电设备之一，生物质气化发电所需要的燃气轮机有它的独特性。首先生物质燃气是低热值燃气，它的燃烧温度和发电效率与天然气等相比明显偏低，而且由于燃气体积较大，压缩困难，从而进一步降低了系统发电效率。其次，生物质燃气杂质偏高，特别是含有碱金属等腐蚀成分，对燃气轮机的转速和材料都有更严格的要求。燃气轮机对大部分杂质的要求极为苛刻，一般生物质气化燃气净化过程很难满足燃气轮机要求，必须针对具体原料的特性进行专门的设计，而燃气轮机也必须经过专门的改造，以适应生物质气化发电系统的特殊要求。最后，因为生物质较分散，生物质气化发电规模不可能很大，所以所需的燃气轮机也较小，一般为几兆瓦左右；而小型燃气轮机设备的效率较低，单位造价却较高。这几方面使燃气轮机应用于生物质气化发电系统更为困难。

（3）燃气—蒸汽联合循环发电技术。不管是燃气内燃机，还是燃气轮机，发电后的尾气温度都在500～600℃之间，有大量的余热可以利用；同时，生物质气化炉出口的燃气温度也很高（达700～800℃）。所以，通过余热锅炉和过热器把这部分的气化余热和燃气发电设备的余热利用起来，用以产生蒸汽，再利用蒸汽循环进行发电，是大部分大型生物质气化发电系统采用的气化发电工艺。由于该工艺与传统的煤IGCC系统相同，所以一般将该工艺称为生物质整体气化联合循环发电系统（B/IGCC）。图4-6所示是生物质整体气化联产循环发电系统的示意图。

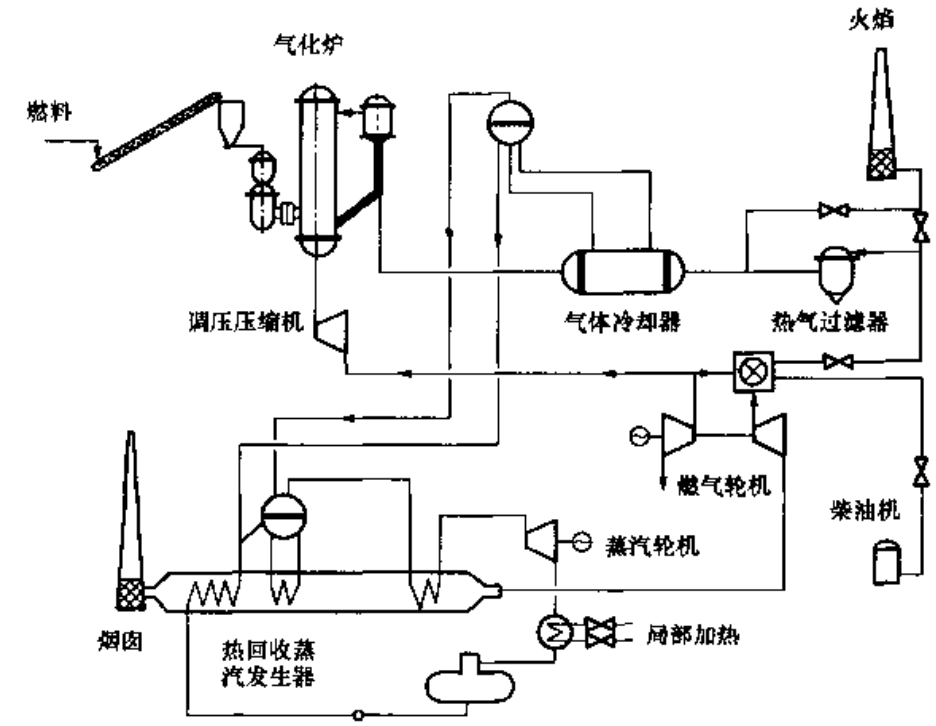



图 4-6　瑞典 Varnamo 生物质 IGCC 示范项目流程

由图 4-6 可见，它的主要设备除了气化炉、净化设备和燃气轮机之外，还必须增加余热锅炉、用于高温燃气的蒸汽过热器和蒸汽轮机三大部分，整个系统的构成与煤的 IGCC 几乎一样。

目前国际上正在建设的 B/IGCC 示范项目大部分在 10MW 左右，所以总的系统效率远比煤的 IGCC 系统低。即使这样，大部分生物质的 B/IGCC 项目的效率都在 35%以上，比一般简单的生物质气化—内燃机发电系统高出了近 1 倍。也是由于规模的原因，目前国外的 B/IGCC 系统几乎全部采用专门改造的燃气轮机设备。但由于焦油处理技术与燃气轮机改造技术难度很高，仍存在很多问题，如系统未成熟、造价很高、实用性仍很差等，限制了其应用推广。

总的来说，生物质气化发电有两种基本的形式：一是采用内燃机；二是采用燃气轮机。为了提高系统效率，可以考虑同时采用蒸汽联合循环发电系统。燃气内燃机与燃气轮机的选用与比较主要是根据气化发电系统的规模来确定的。虽然两者之间有明显的界限，但在国际上，传统的观点认为燃气内燃机比较适合于 5～10MW 以下的气化发电系统；燃气轮机比较适合于 10～20MW 的常压气化发电系统，但超过 20MW 的气化发电系统都带有蒸汽联合循环，效率有明显提高。所以在大规模应用下，燃气轮机具有更明显的优势。

如何利用已较成熟的技术，研制开发在经济上可行而效率又有较大提高的系统，是目前发展生物质气化发电的一个主要课题。

### 4.2.5 我国生物质气化发电商业化的障碍

全国在建和已投入运行的生物质气化示范发电站共有16座。生物质气化发电技术的大规模商业化推广在技术、资金和管理方面还存在不少障碍，归纳起来有如下4点。

（1）技术障碍。我国生物质气化发电系统多采用内燃机发电方式，它具有设备紧凑、操作方便、适应性强等优点。然而该方式也有重要的缺陷，如发电机单机功率低、气化效率偏低、气体内焦油等杂质含量高、处理不当容易造成水污染等。

（2）原料收集、储存难，成本较高。由于生物质资源能量密度低，所以电厂对生物质原料需求量较大。海南三亚1MW生物质气化发电厂日消耗生物质30t，年消耗量超过$1\times10^4$t。我国生物质资源虽然丰富，但分布分散，如果考虑生物质原料的收集、储存和运输费用，生物质原料费用可占发电成本的50%。

（3）资金障碍。建设生物质气化发电厂的初始投资额度大，海南三亚1MW生物质气化发电厂初始投资总计350万元。金融机构对该行业缺乏了解，出于降低自身经营风险的考虑，不愿为生物质气化发电项目融资。由于我国资本市场发展不成熟和不完善，融资渠道十分有限，项目建设的融资问题成为生物质气化发电技术商业化的另一个障碍。

（4）制度障碍。由于目前国家没有保证生物质气化发电上网的政策，特别是没有标准的购电合约，电厂经营风险较大，减弱了投资者的投资兴趣，阻碍了生物质气化发电的发展。

### 4.2.6 对我国生物质气化发电发展的建议

政府应该利用信贷、税收等经济激励政策对生物质气化发电给予引导，这样就会提高生物质气化发电竞争力，推动生物质气化发电技术的商业化进程。

另外，政府部门除了考虑经济激励政策外，还应加快制定可再生能源发电上网的规章制度，推进电力体制改革，为生物质气化发电技术的商业化创造良好的外部环境。当前当务之急是出台有关分散型可再生能源发电上网的政策及特别标准的购电合约（PPA），减少投资者的投资和经营风险。

## 4.3 沼 气 发 电

沼气是在厌氧条件下由有机物经多种微生物的分解与转化作用后产生的可燃气体。其主要成分是甲烷和二氧化碳，其中甲烷含量一般为60%～70%，二氧化碳含量为30%～40%（容积比）。

从环保角度讲，沼气中的甲烷是作用强烈的温室气体，其导致温室效应的效果是二氧化碳的 23 倍，控制甲烷及沼气排放已成为保护大气的一个重要方面；从能源角度讲，沼气又是性能较好的燃料，纯燃料热值为 21.98MJ/m$^3$（甲烷含量 60%、二氧化碳含量 32%），属中等热值燃料；沼气还是生物质可再生能源。因此，高效利用沼气，具有控制沼气污染、开发新能源的双重意义。以沼气作为动力机的燃料，带动发电机运转，获得高品位电能的沼气发电技术，是沼气综合利用的有效方式之一，已成为国际趋向的技术路线。

### 4.3.1 沼气发电原理与流程

沼气发电原理是以沼气作为往复式发动机和汽轮机的主要燃料来源，以发动机的动力来驱动发电机发电的过程，是沼气能量利用的一种有效方式。

沼气能量在沼气发电过程中经历由化学能—热能—机械能—电能的转化过程，其能量转换效率受热力学第二定律的限制，热能不能完全转化为机械能，热能的卡诺循环效率不超过 40%，大部分能量随废气排出。因此，将发动机的废气回收是提高沼气能量总利用率的必要途径，余热回收的发电系统总效率可达 60%～70%，图 4-7 所示为日本某污水处理厂沼气发电系统的流程简图。

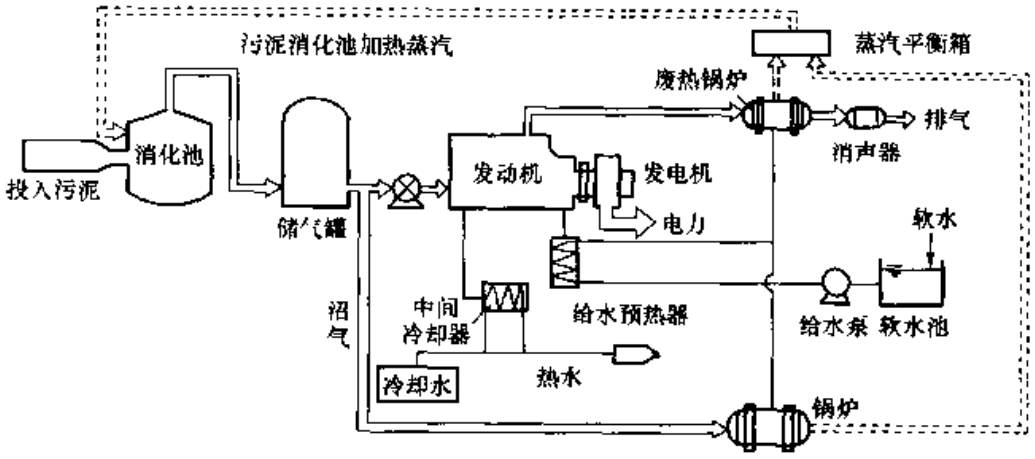



图 4-7 日本某污水处理厂沼气发电机发电系统流程

该厂所产沼气一部分用于沼气锅炉，另一部分用于发动机，发动机排出的废弃余热由冷却水收回。热水送至废热锅炉或沼气锅炉，产出的蒸汽回用于加热消化池，可满足消化池所需的全部热量。沼气发电解决了燃烧沼气锅炉的热量供需矛盾，而且，沼气发电的经济收益要比直接燃烧锅炉高得多。

### 4.3.2 沼气发电动力装置

从能量利用的角度看，碳氢燃料可被多种动力设备使用，如内燃机、燃气轮机、锅炉等。图 4-8 所示是采用内燃机、燃气轮机和锅炉（蒸汽轮机）发电的结构示意，燃料燃烧所放热量通过动力发电机组和热交换器进行利用，相比

于不进行余热利用的机组，其综合热效率要高。从图 4-8 中可见，采用内燃机式的结构最简单，而且还具有成本低、操作简便等优点。

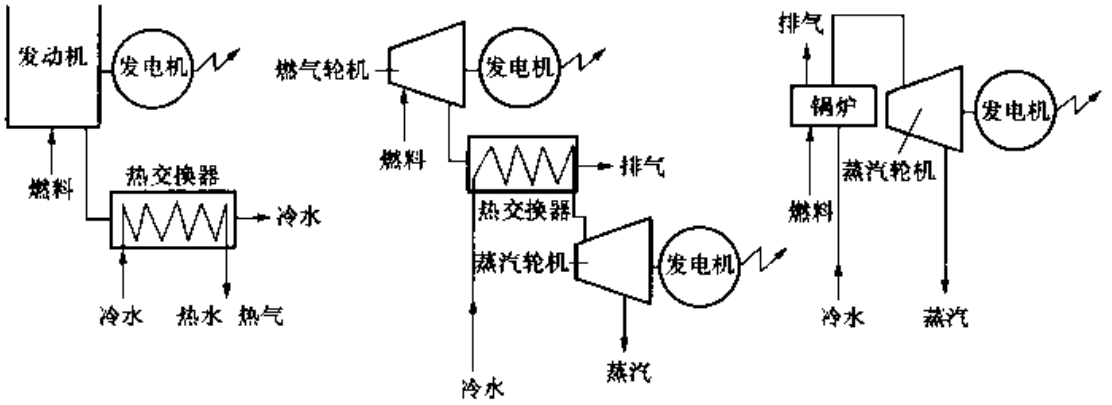



图 4-8 不同类型发电动力设备工作简图

图 4-9 所示是采用不同种类动力发电装置的效率，从图中可见，在 4000kW 以下的功率范围内，采用内燃机具有较高的利用效率。相对燃煤、燃油发电来说，沼气发电的特点是中、小功率性，对于这种类型的发电动力设备，国际上普遍采用内燃机发电机组进行发电，否则在经济性上不可行。因此，采用沼气发动机（内燃机）发电机组是目前利用沼气发电的最经济、高效的途径。

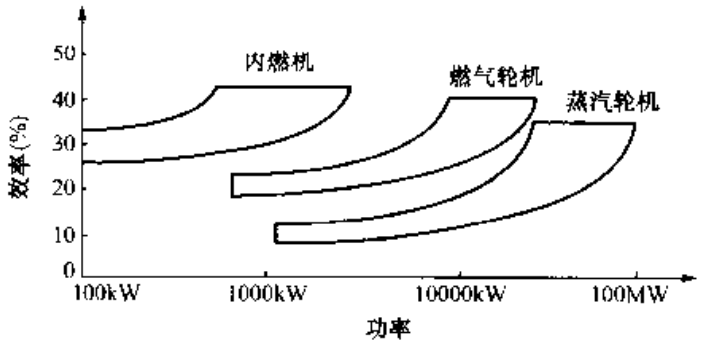



图 4-9 不同动力设备的能量利用率

### 4.3.3 沼气发动机的类型及工作原理

沼气发动机一般由柴油机改制而成，分为压燃式和点燃式两种。

压燃式发动机采用柴油—沼气双燃料，通过压燃少量的柴油以点燃沼气进行燃烧做功。这种发动机的特点是可调节柴油—沼气燃料比，当沼气供应正常时，发动机引燃油量可保持基本不变，只改变沼气供应量来适应外界负荷变化；当沼气不足甚至停气时，发动机能自动转为全部用柴油工作。缺点在于系统复杂，所以大型沼气发电工程往往不采用这种发动机，而多采用点燃式沼气发动机。

点燃式沼气发动机也称全烧式沼气发动机，其特点是结构简单，操作方便，一般采用比较低的压缩比，用火化塞使沼气、空气混合气点火燃烧，而且无需辅助燃料，适合在城市大、中型沼气工程条件下工作。所以这种发动机已成为沼气发电技术实施中的主流机组。

#### 4.3.3.1 沼气—柴油双燃料发动机的原理

沼气—柴油双燃料发动机是在柴油机的基础上，改装进气混合系统和双燃料调节系统的。其工作原理是将沼气与空气在混合器中形成可燃混合气，吸入气缸后，当活塞压缩接近上止点时，向燃烧室内喷入少量引燃柴油，柴油燃烧后点燃缸内混合气进行燃烧做功。双燃料发动机在正常运行情况下，其引燃柴油量在8%～20%（单位时间内引燃油耗量与改装前该发动机在额定工况下柴油耗量的比值）。

双燃料发动机的特点是在燃气不足甚至没有的情况下可增加进行燃烧的柴油量，甚至完全烧柴油，以保证发动机运行正常。因此，使用起来比较灵活，适用于产气量较少的场合（如农村地区的小沼气工程中）。这种方案的最大优点就是利用少量的引燃柴油压燃后点燃沼气，因为即使只有5%左右的柴油，其着火能量就会大大高于火花点火的能量，就有可能使沼气的着火滞后期乃至整个燃烧期缩短，从而解决沼气发动机的严重后燃、高排温与热负荷大等问题。

#### 4.3.3.2 全沼气发动机的原理

采用柴油引燃的沼气柴油双燃料发动机确实是解决沼气燃烧速度慢的有效途径，但在气源丰富的场所，从经济的角度出发，更希望使用全烧式沼气发动机。同时，双燃料发动机也有一些不可避免的缺点：必须同时具有供油和供气两套装置；由于喷油量较小，柴油对喷油嘴的冷却作用不明显，使喷油嘴的热负荷问题较严重，影响了喷油嘴的寿命；此外，还必须配有改制的调速系统，以适应运行工况对两种燃料的调节。因此，全烧沼气发动机在沼气产量大的场合可连续稳定地运行，适合在大、中型沼气工程中使用。

图4-10所示为在原6160柴油机的基础上改装而来的沼气发动机结构示意。基本工作原理是：沼气与空气在混合器内形成可燃混合气，被吸入气缸后，当活塞压缩接近上止点时，由火花塞点燃进行燃烧做功。全沼气发动机一般存在燃烧速度慢、后燃严重、排气温度高与热负荷大等问题，为了加快混合气的燃烧速率，可以通过提高压缩比，加强混合气的气流扰动，提高点火能量等措施来实现。具体的改动措施如下：

（1）采用紊流型燃烧室（见图4-11）。使得燃烧室内产生强度很大的紊流和尺度很小的微涡团，提高沼气—空气混合气的燃烧速度，缩短快速燃烧期。

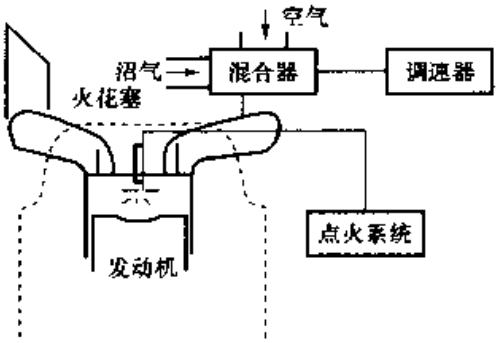



图 4-10 火花点火全烧沼气发动机示意图

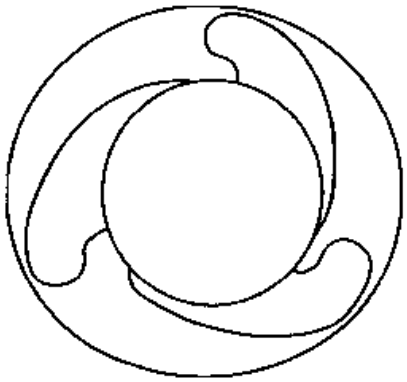


图 4-11 紊流型燃烧室示意图

（2）沼气的主要成分是甲烷，其辛烷值高达 100～130，抗爆性能很好，为此可选择较高压缩比。

（3）用高能点火系统，并在原机装喷油嘴的位置，安装火花塞。

#### 4.3.3.3 沼气发动机的改装设计原则

沼气发动机一般是通过对汽油机和柴油机改装而得到的。发动机改装时，应尽力遵循下列原则：

（1）要求不改变或少改变汽油机和柴油机的原来结构，尽可能少更换零部件。

（2）根据不同使用特点，保证发动机获得较高的功率。

（3）对于双燃料发动机，引燃油量要小于电点火发动机，点火装置应安全可靠。

（4）保持发动机良好的启动性能。

（5）调节系统简单可靠。

混合器的布置构造形式视采用量调节或质调节而定，然而必须满足如下的基本要求：

（1）要按发动机不同负荷工况，能自动（人工）调节沼气供给量。

（2）保证沼气与空气混合均匀的混合比。

### 4.3.4 沼气发动机发电机组工作系统

沼气发动机发电机组工作系统，见图 4-12。

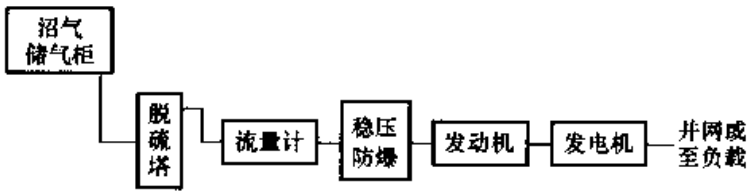



图 4-12 沼气发动机发电机组工作系统

根据沼气发动机的工作特点，在组建沼气发动机发电机组系统时，要着重考虑以下几个方面。

（1）沼气脱硫及稳压、防爆装置。沼气中含有少量的 $H_2S$，该气体对发动机有强烈的腐蚀作用，因此供发动机使用的沼气要先经过脱硫装置。沼气作为燃气，其流量调节是基于压力差的，为了使调节准确，应确保进入发动机时的压力稳定，故需要在沼气进气管路上安装稳压装置。另外，为了防止进气管回火引起沼气管路发生爆炸，应在沼气供应管路上安置防回火与防爆装置。

（2）进气系统。在进气总管上，需加装一套沼气—空气混合器，以调节空气燃气比和混合器进气量，混合器应调节精确、灵敏。

（3）发动机。沼气的燃烧速度很慢，对发动机内的燃烧过程组织不利，会影响发动机运行寿命，所以对沼气发动机有较高的要求。

（4）调速系统。沼气发动机的运行场合是和发电机一起以用电设备为负荷进行运转的，用电设备的装载、卸载会使沼气发动机负荷产生波动。为了确保发电机正常发电，沼气发动机上的调速系统必不可少。

从沼气发动机的经济性能出发，希望沼气发动机多工作在中、高负荷工况下，因为这样发动机的燃气能耗率较低，即发动机在高效率下工作。图 4-13 所示为在 2135 沼气发动机上测得的负荷特性（转速 $n$=1500r/min），从中可见在低负荷下气耗率很高，因此要尽可能使发动机避免在此工况下工作。

为了提高沼气能量利用率，可采取余热利用装置，对发动机冷却水和排气中的热量进行利用。采取余热利用装置后，发动机的综合热效率会大幅度提高，见图 4-14。

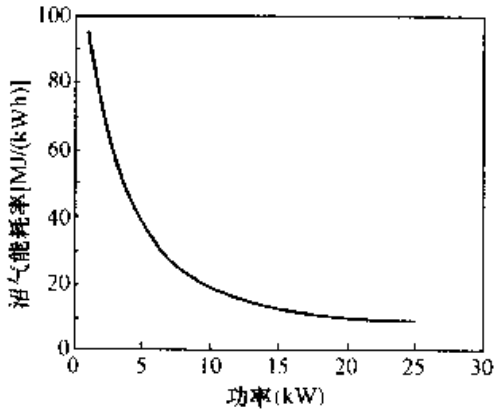



图 4-13　2135 沼气发动机的负荷特性

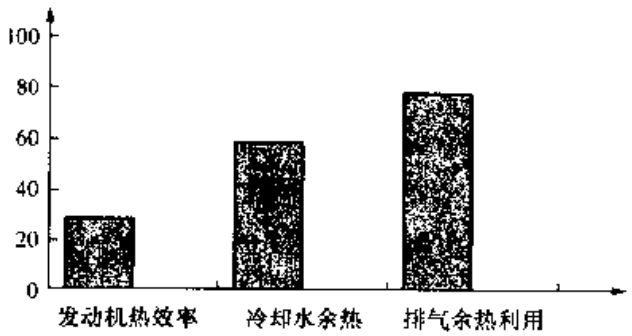



图 4-14　发动机的综合热效率

### 4.3.5　发电用沼气的特性

#### 4.3.5.1　沼气燃烧特性

沼气的主要成分是甲烷，它是一种很好的内燃机燃料。纯甲烷是无色、无

味的可燃性气体，发热量很高，其发热量在36090kJ/m$^3$以上。沼气含甲烷60%～70%时，其低热值为20934～25120kJ/m$^3$。沼气作为内燃机燃料具有无烟、少灰、不产生污染等优点，而且其抗爆性能良好。同样工作容积的内燃机，在使用甲烷时可以获得不低于原机的功率。

#### 4.3.5.2 沼气用于内燃机的特点

沼气的内燃机对沼气燃料的辛烷值要求较高，甲烷的辛烷值在105～115之间，由于抗爆性能好，发动机可以选用较高的压缩比。柴油机在燃用沼气或双燃料时可以获得不低于原机的功率。柴油机全部烧柴油时额定功率为9708W(2000r/min)，如果燃用70%的沼气和30%的柴油，同样可以达到这一指标；如全部烧沼气，调整压缩比和燃烧室，可以达到11032W(2000r/min)，乃至更高的指标。

甲烷的燃烧点在640～840℃之间，它在密闭条件下与空气的混合比为1/120～1/7时遇火引燃，因此，可以利用它使内燃机工作。

沼气的理论燃烧温度为1807.2～1943.5℃，由于沼气中混有二氧化碳气体，使其火焰的传播速度低，所以在内燃机内有良好的抗爆作用。

#### 4.3.5.3 内燃机对沼气的要求

有关沼气的一些特性在前面已经讨论过了，这里只着重说明沼气作为柴油机燃料方面的问题。

（1）刚生产出来的沼气是含饱和水蒸气的混合气体，不宜进入柴油机燃烧，应进行净化处理后使用。

（2）沼气中含有50%以上甲烷气时才适宜做发动机燃料。

（3）沼气作为发动机燃料时，有少量的二氧化碳对发动机工作有利，可使其工作平稳，减少了废气中有毒物的含量。

### 4.3.6 建沼气站应注意的安全问题

沼气是一种很容易燃烧的气体，只要与空气混合达到一定浓度，通火便能立即燃烧；若在密闭的容器中燃烧，还会引起爆炸。因此，办沼气电厂应注意安全问题。

（1）在沼气管道中，应设置防回火水封。防止发动机回火时，火焰通过管道燃烧到储气浮罩或沼气池，造成火灾或引起爆炸。

（2）发电机组每次运行完毕，要关好输气管道的阀门，不使沼气在室内渗漏扩散，以免发生火灾及中毒事故。

（3）要经常检查输气管道和阀门有无漏气现象。电厂内如闻到较浓的臭鸡蛋味，应立即打开门窗，加强室内通风，排出沼气。

（4）不要在电厂内点火抽烟。

（5）发动机排气管应通出室外。

### 4.3.7 国内外沼气发电技术的发展现状

沼气发电在发达国家已受到广泛重视和积极推广，如美国的能源农场、德国的可再生能源促进法的颁布、日本的阳光工程、荷兰的绿色能源等。生物质能发电并网在西欧（德国、丹麦、奥地利、芬兰、法国、瑞典等）一些国家的能源总量的比例为10%左右，预计10年后将增加到25%。

我国沼气发电研发有20多年的历史，特别是“九五”、“十五”期间，有一批科研单位、院校和企业先后从事了沼气发电技术的研究及沼气发电设备的开发。在这一领域中，形成了科研、技术骨干队伍，建立了相应的科研、生产基地，积累了较多的成功和失败的经验，为沼气发电技术的应用研究及沼气发电设备质量再上一个台阶奠定了基础。目前国内0.8～5000kW各级容量的沼气发电机组均已先后鉴定和投产，主要产品有以全部使用沼气的纯沼气发动机及部分使用沼气的双燃料沼气—柴油发动机。这些机组，各具特色，各有技术上的突破和新颖结构，已在我国部分农村和有机废水的沼气工程上配套使用。近十几年由于农村家庭责任制，大、中型的工厂化畜牧场的建立及环境保护等原因，我国的沼气发动机、沼气发电机组已向两级方向发展。农村主要向3～10kW的沼气发动机和沼气发电机组方向发展，而酒厂、糖厂、畜牧场、污水处理厂的大中型环保能源工程，主要向单机容量为50～200kW的沼气发电机组方向发展。

沼气发电技术主要应用在禽畜场沼气、工业废水处理沼气、垃圾填埋沼气三个方面。

我国的沼气发动机主要为两类，即双燃料式和全烧式。目前，对“沼气—柴油”双燃料发动机所做的研究开发工作较多。不久前，浙江江山市天蓬蓄业有限公司建设安装的一台50kW“沼气—柴油”双燃料发电机组利用沼气发电成功。天蓬公司按照农业部“生态家园富民计划”的要求，建成了一个日产800m$^3$的大型沼气工程，为沼气发电提供了充分的条件。目前，已经正式运行的发电机组可节约75%的柴油，大大降低了发电成本，使成本由过去的1.1元/kWh下降到0.275元/kWh。

山东昌乐酒厂安装2台120kW的沼气发电机组，170m$^3$酒糟日产沼气4800m$^3$，发电8640kWh，沼电基本满足该厂的生产用电，全年能源节约开支29万元，工程运行一年即收回全部成本。

在先进的沼气发电技术研究方面，由农业部沼气科学研究所主持研究的

“十五”国家重点科技攻关课题，大型高效厌氧沼气发电技术及示范电厂，2004年1月通过了中科院高技术研究与发展局组织的课题验收。据悉，该装置整体沼气发酵能力达到4万$m^3$以上，池容产气率大于或等于4.0$m^3/m^3$，新研制出600kW沼气发电机组的成套技术与装备，填补了我国大功率沼气发电机组的空白。

沼气发电设备方面，德国、丹麦、奥地利、美国的纯燃沼气发电机组比较先进，气耗率小于或等于0.5$m^3$/kWh（沼气热值大于或等于25MJ/$m^3$），价格在300～500美元/kWh。我国在“九五”、“十五”期间研制出20～600kW纯燃沼气发电机组系列产品，气耗率为0.6～0.8$m^3$/kWh（沼气热值大于或等于21MJ/$m^3$），价格在200～300美元/kWh之间，其性价比有较大的优势，适合我国经济发展状况。

### 4.3.8 典型沼气工程实例分析

#### 4.3.8.1 德国不莱梅市西豪逊污水处理厂和汉堡污水处理厂沼气发电工程

用城市污水制取沼气的大型工程有德国不莱梅市西豪逊污水处理厂和汉堡污水处理厂，其主要特点如下。

（1）产气量高，处理污水量大。西豪逊污水处理厂的沼气池容积为4×6000$m^3$。产气量为12500$m^3$/d，日处理污水量为150000$m^3$；汉堡污水处理厂沼气池容积为5×8000$m^3$（另有5×800$m^3$沼气池即将投入使用），产气率40000～60000$m^3$/d日处理污水量为350000$m^3$。

（2）沼气池的结构和建筑材料。沼气池的建筑材料采用预应力钢筋混凝土。池型都为卵圆形，发酵池和储气箱是分离的。西豪逊污水处理厂消化罐内刷“PVC”涂料，池子外面包有60～80mm达尔丰保温材料，保温层外面用镀锌压形钢板复面；汉堡污水处理厂消化罐内未刷涂料，池子外面用10cm玻璃纤维保温，采用木板固定。据德国专家介绍，采用卵形消化罐，具有经济合理、受力性能好、搅拌效果佳等优点。同时，采用预应力钢筋混凝土结构，可节省钢材，防腐性能较好。汉堡污水处理厂消化罐已使用20年，还未出现问题。

（3）发酵的基本情况。

1）西豪逊污水处理厂的发酵温度为28℃（原采用33℃），汉堡污水处理厂为35℃。

2）西豪逊污水处理厂进料干物质浓度为5%，滞留期为30天，沼气池负荷为1.7kg干物质/（$m^3$·d），原料的产气率为500L/kg有机物，采用二级发酵技术。汉堡污水厂进料物质浓度为5%，采用二级发酵技术，滞留期第一级为16～18天，第二级为4天，沼气池的负荷为2.5～3.0kgBOD/（$m^3$·d），原料的

产气率为 $20m^3$ 沼气/$m^3$ 料液。

3）发酵料液的加热是用料液循环通过热交换器进行的。西豪逊污水厂的加热是专门用 3 台热水锅炉供给的，每台的加热量为 35000cal/h（1cal=4.1868J），每天约消耗 1/3 沼气用于加热保温；汉堡污水厂主要是利用发电机组的余热供给沼气池加热。

4）西豪逊污水处理厂利用液体循环搅拌、机械搅拌同气体搅拌相结合的搅拌方式；汉堡污水处理厂利用液体循环搅拌同机械搅拌（阿基米德螺旋搅拌器）相结合的方式（该厂认为机械搅拌效果最好，不宜采用气体搅拌）。

整个装置机械化和自动化程度很高。汉堡污水厂设有一个控制室来控制沼气工程的运转。

（4）沼气的用途。西豪逊污水处理厂每天产生的沼气有 1/3 用于料液的加热保温、1/3 用于发电、1/3 放掉。该厂沼气发电机组的容量为 200kW×2、300kW×2。其中一台 300kW 发电机组每天工作 12h，两台 200kW 发电机组每天工作 12h。除 300kW 发电机组以外，全都采用全烧沼气技术。全年的发电量为 $120\times10^4$kWh。

汉堡污水处理厂生产的沼气用于开动气体发电机组，每天发电 60000kWh，全厂自给有余，并有少量售给国家大电网。由于利用发电机组的余热加温发酵料液，所以沼气热效率达 70%以上，其具体分配为发电机输出功率为 30%～35%，从冷却水和排气中回收热量 40%。

（5）造价。汉堡污水处理厂的沼气工程总投资（包括建池、发电设备、控制系统及其他附属设备等费用）为 2.5 亿马克，平均每立方米造价为 6250 马克；西豪逊污水处理厂总投资为 5000 万马克，平均每立方米造价为 2000 马克。

#### 4.3.8.2 浙江长征化工厂酒精糟沼气发电工程

浙江省内最大的酒精生产厂，长征化工厂，年产酒精 12000t，向大运河日排放酒精糟液 600t，成为大运河的主要污染源，严重影响了运河水系的生态环境。因此，该厂酒精糟液的综合治理是一项紧迫而有意义的工作。

沼气发电厂的设计容量为 1000kW，要求发电机组单机功率不小于 330kW。用天然气发电机组改装而成，经调试，单机最大功率达 450kW，电厂最大发电量可达 1350kW，均超过设计指标。

（1）沼气发电站的设计。

1）沼气发电机组的选型，选用单机功率 500kW 的 12V190ZDT2 天然气发电机组，换以沼气做燃料。转速 1000r/min 时，耗气率约 0.7$m^3$/kWh，发电机组的电功率可达 350kW 以上，所以选用 4 台 12V190ZDT2 天然气发电机组，日常使用 3 台即可满足要求。

2）系统的工艺设计。沼气发电厂除了与普通内燃机发电厂共有的系统，如冷却水系统、加热系统、排气系统和电气系统外，较特殊的是沼气系统、通风系统和排气系统。

沼气系统应确保发电机组有清洁的燃料连续供应。刚产出的沼气是含饱和水蒸气的混合气体，除还有 $CH_4$、$CO_2$ 外，还含有 $H_2S$ 和悬浮的颗粒状杂质。$H_2S$ 不仅有毒，而且有很强的腐蚀性，过量的 $H_2S$ 和杂质会危及发动机的寿命，所以新生成的沼气不宜直接用做发动机燃料。因此，电厂的沼气系统除常规储气和稳压装置外，还应有脱硫、过滤和干燥设备。

发电机组以沼气为燃料。沼气的主要成分 $CH_4$ 是易燃、易爆气体，空气中 $CH_4$ 爆炸的最低、最高极限为空气体积的 5%～15%。为消除火灾隐患，必须防止可燃气体的集聚，加强通风是有效的措施之一。由于沼气比空气轻，所以采用由下而上的通风方式。将风机设在发电机房的地沟内，使新鲜空气经由地沟向发电机组四周强制送风，并与机房顶部的排风机组成通风回路。

发动机排气系统的设计，一般以降低排气背压和噪声为主要目的。由于沼气的燃烧会伴生相当数量的水分，虽有部分呈饱和水蒸气状随排气带走，但仍有一定数量的冷凝水会积存在排气系统中，所以沼气发电机组的排气系统要考虑排水的可能性。

发动机排气系统常用金属结构的消声器，体积小，安装方便，但流阻大，而且沼气发电机组排气系统存留的水分会对其造成腐蚀，所以采用地下消声坑的设计是可取的。由于地下消声坑的尺寸限制不大，有利于降低流阻，减少噪声，也易于排水。

（2）发电机组的改装设计。气体燃料发动机原则上可燃用各种不同的气体燃料，因此，天然气发动机也可燃用沼气。但由于各种气体燃料的组分不同，其热值、物理性能、着火温度、爆炸极限、燃烧特性均存在很大差异。所以，天然气发动机燃用沼气时，应针对两者不同的燃料属性，对发动机的相关部件进行必要的调整或改装。例如，发动机的空气—燃气混合器，它如同汽油机的化油器，是燃料的控制与调节装置，它的合适与否会直接影响发动机的动力特性和经济性。

为了使气体燃料在发动机气缸内较好地燃烧，气体燃料与空气必须按一定的比例（即空气燃气比）混合。由于不同气体燃料的空燃比不同，所以必须根据空燃比的范围对气体发动机的空气—燃气混合器进行必要的调整和改装。

气体燃料的空燃比可以根据燃料的组分计算出来，并将优化处理后的最佳值作为混合器改装设计的依据。

12V190ZDT2 天然气发动机配用的 impCO600 型混合器是所谓稳定真空度混合器，其空气和燃气的流量分别只是空气阀和燃气阀通径的函数。进一步分析表明，天然气发动机改用沼气时空气阀的通径可基本不变，只需将燃气阀的通径扩大 1.4 倍左右即可获得所需的空燃比变化规律。此外，还应根据发动机对空燃比和调节特性的要求，确定燃气阀芯的型线，不同形式的阀芯其流通能力和调节质量是不同的。所以需要设计若干组阀座与阀芯的配合方案，供调试时筛选。

（3）沼气发电机组的调试与运行。沼气发电机组调试的目的是根据现场实际的燃料特性，将空燃比和点火提前调整到最佳范围，使发动机达到设计的性能指标。空燃比的调整是关键，为减少调试过程的盲目性，必须对气体燃料的成分和空燃比进行随机监测，以便随时判断调试的走向。

1）当沼气成分中 $CH_4$ 和 $CO_2$ 的含量分别为 62%和 33%左右，发动机转速为 1000r/min 时，单机最大电功率可达 450kW，是原天然气发电机组电功率的 90%。

2）3 台机组并机，电厂最大发电量可达 1350kW，超过设计指标，各公用系统运行正常。

3）当电功率为 350kW 和 450kW 时，发电机组的耗气率分别为 0.531$m^3$/kWh 和 0.62$m^3$/kWh，均优于设计指标。

发电机组调试成功后，经当地供电局认可，并入国家电网试运行。单机以 400kW 的持续功率上网连续运行 100h 以上、多机组并机上网运行数十小时均未出现异常现象。1994 年底，1000kW 沼气发电厂的设计及大功率沼气发电机组的改装技术通过了中国船舶工业总公司主持的鉴定，该沼气发电厂目前已投入正常生产运行。

（4）沼气发电厂经济效益分析。

1）电厂总投资。包括征地、土建、设备、设备改装及设备安装费，共计 326.5 万元。

2）电厂运行费（发电量为 720 万 kWh）。包括人员工资、奖金、设备保养、折旧以及水、电、气等费用，共计 245 万元。

3）发电收入。发电量以 720×$10^4$kWh，电价以 0.6 元/kWh 计，共计 432 万元/年。

4）净收入方面，沼气发电厂以设计的发电量运行，总投资不到 2 年即可回收。

最大限度地提高沼气发电的经济效益是扩大沼气发电的关键。电站以设计容量运行，投资不到 2 年即可回收；若采用热电联供，提高热能的利用率，其

效益就更有吸引力了。

影响沼气发电扩大的因素除一次性投资较大外，对管理、操作和维修的技术要求较高也是原因之一。所以，沼气发电的利用需要因时、因地制宜。对电力缺乏的地区，沼气发电仍不失为沼气利用的最佳选择。

### 4.3.9 沼气发电产业化可行性分析

（1）沼气发电具有巨大的动力源潜在市场。工厂化沼气的生产原料主要来自规模化畜禽养殖场粪污厌氧处理、酿酒制糖业等工业有机废水厌氧处理、城市污水厂的污泥厌氧处理和城市垃圾填埋四个方面。

我国的畜禽养殖业发展很快，近10年来畜禽产量几乎翻了一番，养殖业的发展呈现两大趋势：一是在农业总产值中占的比重增大；二是向规模化养殖发展。我国现已有7000多家大中型畜禽养殖场，其粪污的处理率不足10%，随着我国加入世界贸易组织与国际畜禽养殖业的接轨，畜禽业规模化养殖的覆盖面会越来越大，将会建成大量的规模化畜禽粪污处理沼气工程。

我国每年排放的酒精高浓度有机废水约 $1200\times10^4$t，味精工业有机废水约 $400\times10^4$t，淀粉废水约 $1600\times10^4$t，制浆造纸业废水约 $40\times10^4$t。这些工业废水处理达标率还不及10%，利用工业有机废水生产沼气的潜力巨大。

据2001年数据，全国已建400余座城市污水处理厂，但处理率不足应处理的生活污水量的20%。按国家“十五”规划，2005年时城市生活污水处理率应达60%，可见城市生活污水处理厂的数量将有大幅度的增大，随之而来的是污水处理厂的污泥厌氧消化工程数量也将增大。

2002年我国的城市垃圾量达到 $1.5\times10^8$t，垃圾填埋场中蕴藏的沼气资源已被人们认识。目前已有少量垃圾场的沼气被收集起来用于发电，如果所有的垃圾场沼气能被收集起来，将有大量的沼气可用于发电。

随着国民经济的发展，未来10年的沼气生产潜力将远大于当前水平。在国家环保政策的引导下这些潜力会被逐渐释放出来，作为发电动力燃料的沼气会越来越多，从动力源的角度给沼气发电提供发展空间。

（2）沼气发电更适用于大中型沼气工程。一般来说，万吨酒精厂、规模化畜禽养殖场、城市生活污水处理厂和城市生活垃圾填埋场是当地的支柱产业和必要的公益型企业，也是造成污染的大户。对于高浓度有机废水（物）的治理，目前国际上公认首选的技术是厌氧消化（沼气技术）。一个年产 $5\times10^4$t酒精的生产厂其处理酒精废液的沼气工程，日产沼气 $(4\sim5)\times10^4$m$^3$；一座中、小城市的污水处理厂或垃圾填埋场，日产沼气（或垃圾填埋气）近万立方米；一个饲养规模1万头的猪场和1000头的奶牛场，粪污处理沼气工程，日产沼

气 1000m$^3$ 以上。由于这些企业多数远离城镇，沼气无法作为城镇居民的生活燃料集中供气（主要是距离远和输气管网的建设费用太高）。若沼气作为锅炉燃料替代原煤直接燃烧，其经济价值很低（1m$^3$ 沼气的热值与 1kg 煤的热值相当）。另外，工厂、污水处理厂或规模化畜禽养殖场又是用电大户，近几年由于国内电力日趋紧张，特别是经济发达地区的企业，经常受到国家电网用电量的限制（每星期停电 1～2 天），或计划外用电需高价购买。因此，许多企业已开始意识到沼气发电既可提高沼气自身的经济价值，又能为企业缓解了电力紧缺的矛盾。

（3）沼气发电是实施可持续发展战略的要求。万吨酒精厂、规模化畜禽养殖场、城市生活污水处理厂等典型的高浓度有机废水（物）是国内主要污染源，是以牺牲环境为代价的，必须从源头截治；同时也应意识到，它又是可开发利用的宝贵资源。通过科学的处理和加工，便可将其转化为不可缺少的生产和生活资料。采用以厌氧消化（沼气技术）为核心的综合治理与利用工程技术，既经济（节能、产能）又有效（仅厌氧消化工序有机物的去除率可达到 75%以上），其厌氧消化的副产物——沼液、沼渣又是优质有机肥料，是生态农业的种植业所需要的。

随着我国经济的高速发展，对化石能源的要求量越来越大，致使煤炭、电力供应紧张，煤价飙升，电力缺口大。因此，因地制宜地利用生物质沼气发电，并建立分散、独立的沼气发电厂就拥有广阔的市场前景，可为实现我国可持续发展战略提供保障。

沼气发电是一个系统工程，它包括沼气生产、沼气净化与储存、沼气发电及上网等多项单元技术的优化组合，也涉及国家对沼气发电的扶持政策和技术法规等。通过以上分析及剖析国内已有的沼气发电工程，并借鉴发达国家的沼气发电经验，以及国家对可再生能源的政策导向，沼气发电产业将成为朝阳产业，我国沼气发电产业将在未来的若干年后有突破性进展。

## 4.4 生活垃圾焚烧发电

城市生活垃圾的焚烧发电是利用焚烧炉对生活垃圾中可燃物质进行焚烧处理的。通过高温焚烧后消除垃圾中大量的有害物质，达到无害化、减量化的目的，同时利用回收到的热能进行供热、供电，达到资源化。

### 4.4.1 生活垃圾焚烧发电工艺流程

生活垃圾焚烧发电的典型工艺流程如图 4-15 所示。

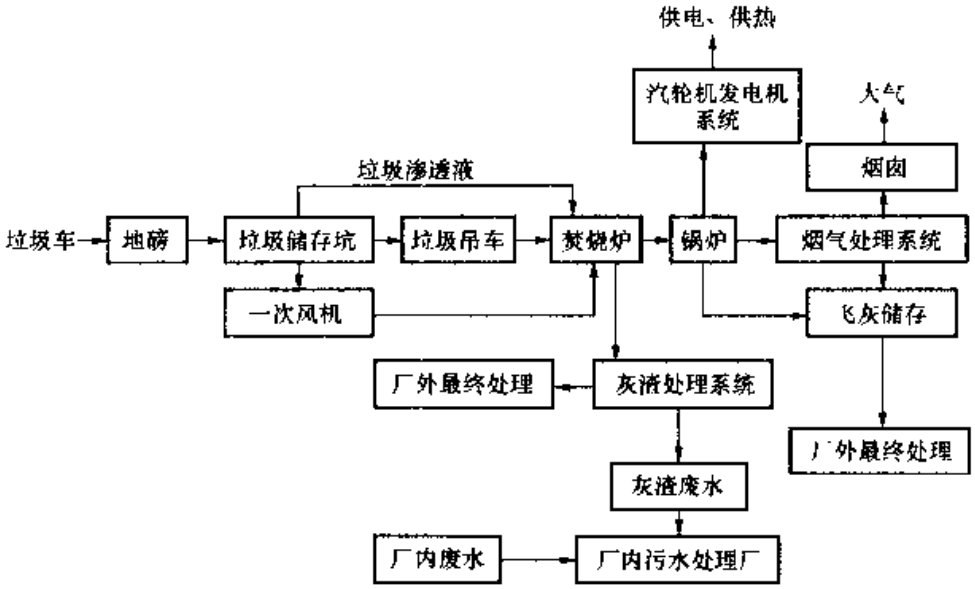



图 4-15 生活垃圾焚烧发电主要工艺流程

用运输车将垃圾运至电厂，经地磅称重后，开到投料门，卸到垃圾坑。储坑容积较大，可堆放三天以上的焚烧量。垃圾在坑内发酵、脱水后，由吊车将垃圾送入送料器，并进入炉排，在焚烧炉内燃烧。在开始点炉时，需用助燃装置喷油助燃，一旦启动完毕，送风机经过蒸汽式空气预热器送入炉排下部成为热风，即可使垃圾充分燃烧，助燃装置随即停用。送风机的入口与垃圾坑连通，这样可将垃圾的异味送入燃烧温度约 800～900℃的焚烧炉内进行热分解，变为无臭气体。

燃烧完的灰渣落入出灰装置，由输灰机送到灰坑，在输灰机上部配有调湿机，使分离出来的灰渣在厂内自动加入适量的水分，使之成为湿灰运出，不致向四周飞扬。燃烧的火焰及高温烟气，经过单炉膛双汽包自然循环锅炉，从而产生过热蒸汽，并为汽轮发电机组提供汽源。

燃气经过锅炉后再通过脱硝装置、脱盐装置、机械式集尘器及电气除尘器后，由引风机将烟气送入烟囱排向大气；此时排入大气的烟气应符合国家排放标准。锅炉、汽轮发电机组正常运行时，由中央控制室进行集中控制与监视。工厂排水在进入公共下水道之前，还可以设置排水处理装置进行预处理。

### 4.4.2 焚烧发电对垃圾的要求

垃圾要具有一定的发热值，当垃圾中低位发热值为 3344kJ/kg 时，焚烧需掺煤或投油助燃；垃圾低位发热值大于 5000kJ/kg 时燃烧效果较好。城市生活垃圾低位发热值一般在 3344～8360kJ/kg 范围内。

垃圾中含水量小于50%，具有非匀质性和多变性。各地区、各季节，垃圾的变化是很大的，这给垃圾焚烧带来一定困难。

城市垃圾的组分与城市居民的生活水平及居民燃气化普及率有关，同时受到季节、生活习惯和分类收集等的影响。危险废物不准进入生活垃圾焚烧厂处理；进入焚烧厂的垃圾不能随便堆放，必须储存于具有良好防渗性能且处于负压状态的垃圾储存仓内，以避免对地下水的污染和恶臭的散发。

### 4.4.3 垃圾焚烧发电关键技术

（1）垃圾焚烧技术。国内外垃圾焚烧技术主要有层状燃烧技术、流化床燃烧技术、旋转燃烧技术（也称回转窑式）三大类。

1）层状燃烧技术。发展较为成熟，一些国家都采用这种燃烧技术。层状燃烧关键是炉排，垃圾在炉排上燃烧通过预热干燥区、主燃区和燃尽区三个区。垃圾在炉排上着火，热量不仅来自上方的辐射和烟气的对流，还来自垃圾层内部燃烧的传热。在炉排上已着火的垃圾在炉排的特殊作用下，使垃圾层强烈地翻动和松动，不断地推动下落，引燃垃圾底部着火。连续地翻转和松动，还可使垃圾层松动，透气性加强，有助于垃圾的着火和燃烧。配风设计要确保空气满足炉排垃圾层燃烧3个阶段的不同需要，并合理使用二次风。

2）流化床燃烧技术。该技术已发展成熟，由于其热强度高，更适宜燃烧发热值低、含水分高的垃圾。同时，由于其炉内蓄热量大，在燃烧垃圾时基本上可以不用助燃。为了保证入炉垃圾的充分流动，对入炉垃圾的颗粒尺寸要求较为严格，要求垃圾进行一系列筛选、粉碎等处理，使其尺寸、状况均一化。一般垃圾应破碎到不大于15cm，然后送入流化床内燃烧，床层物料为石英砂，布风板通常设计成倒锥体结构，风帽为“L”形。床内燃烧温度控制在800～900℃之间，冷态气流断面流速为2m/s。一次风经由风帽通过布风板送入流化层，二次风由流化层上部送入。采用燃油预热料层，当料层温度达到600℃左右时投入垃圾焚烧。该炉启动、燃烧过程特性与普通流化床锅炉相似。

3）旋转燃烧技术。旋转焚烧炉燃烧设备主要是一个缓慢旋转的回转窑，其内壁可采用耐火砖砌筑，也可采用管式水冷壁，用以保护滚筒。回转窑直径为4～6m，长度约为10～20m，根据焚烧的垃圾量确定，倾斜放置。每台旋转焚烧垃圾处理目前可达到300t/d（直径4m、长14m）。回转窑过去主要用于处理有毒有害的医院垃圾和化工废料，它通过炉本体滚筒缓慢转动，利用内壁耐高温抄板将垃圾由筒体下部在筒体滚动时带动到筒体上部，然后靠垃圾自重落下。

由于垃圾在筒内翻滚，可与空气充分接触，进行较完全的燃烧。垃圾由滚筒一端送入，热烟气对其进行干燥，在达到着火温度后燃烧，随着筒体滚动，垃圾翻滚并下滑，一直到筒体出口排出灰渣。

当垃圾含水量过大时，可在筒体尾部增加一级燃尽炉排，滚筒中排出的烟气，通过一垂直的燃尽室（二次燃烧室），燃尽室内送入二次风，烟气中的可燃成分在此得到充分燃烧。二次燃烧室温度为1000～1200℃。

回转窑式垃圾燃烧装置设备费用低，厂用电耗与其他燃烧方式相比也较少，但对热值较低（5000kJ/kg）、含水分高的垃圾燃烧有一定的难度。

（2）垃圾焚烧烟气处理技术。对焚烧炉尾气中的污染物（如烟尘、烟气黑度、一氧化碳、氮氧化物、二氧化硫、氯化物、汞、铅、二噁英等）要严格控制，其中二噁英的排放限值为1ng毒性当量/$m^3$。由于二噁英检测难度较大，检测费用特别高，分析测试一个样品就需要花费将近1万元人民币；再加上我国目前能够检测二噁英的实验室极少，因此垃圾焚烧厂应自觉通过采取多种措施，减少二噁英的排放量，使其达到排放标准。主要措施包括：

1）避免氯苯、氯酚等含氯有机物进入焚烧炉，因为它们在燃烧过程中可能会生成二噁英。

2）保证炉膛内有合适的温度和充足的氧气等来改善燃烧状况，提高燃烧效率，减少二噁英的生成。

3）选择合适的烟气处理技术，如经静电除尘器、湿式洗涤塔、SCR反应塔三级处理等。或采用半干式洗涤塔、袋式除尘器、SCR反应塔处理后经烟囱排放。

4）使用活性炭吸附烟道气净化系统的二噁英时，二噁英易被吸附在烟道气中的飞灰上。因此除尘器收集下来的飞灰必须按照危险废物来处理，通过采取特殊手段可将飞灰中的二噁英分解。

（3）废液废渣处理技术。对垃圾焚烧厂排放的工艺废水，如垃圾渗滤液、灰渣冷却水等也必须经过处理，最好能够循环利用，如排放则必须达到有关工业废水排放标准。

灰渣经磁选后由链式输送机集中输至灰渣棚，采用自卸汽车外运综合处理或填埋。由于灰渣含有重金属，不宜做建筑材料，但可用于筑路，也可以7∶3的比例与水泥混合，固化后制成行人道铺块等。

### 4.4.4 我国垃圾焚烧现状

目前，国内外使用和在建的垃圾焚烧炉以炉排层燃方式为主，少量采用回转窑和流化床方式，均属第一代垃圾焚烧炉的范畴。我国除关键设备——焚烧

炉大多是从国外引进外，调控系统、采集配套系统已大量采用国产化装备技术。焚烧所产生的烟尘经过滤后排放，二氧化硫、二氧化氮、飘尘和总悬浮物平均浓度达到一级大气标准。

国内环保企业研究开发国产垃圾焚烧设备和技术的厂家为数不少，基本上研究的都是直接燃烧法。在炉型上有固定床、活动炉排、流化床，目前尚处于开发探索阶段，工艺和设备都不甚成熟；而以焚烧减容、降污为目的的小型垃圾焚烧炉，则以直接燃烧法为主。目前垃圾焚烧炉主要存在以下不足：①垃圾焚烧前需进行分拣；②投资过高，焚烧炉的性能价格比太小；③由于余热利用时中间转换环节太多，且均以水蒸气为热能中间载体，从而使效率低下，垃圾热量资源利用率太低；④不少垃圾焚烧炉炉温偏低，且内置大量吸热降温的余热锅炉，导致部分二噁英未能充分分解而逸出炉外。

确保垃圾稳定燃烧的措施：进垃圾焚烧炉前先烘干潮湿垃圾的水分并预热垃圾；预热助燃空气至较高温度；焚烧炉内不设置余热利用装置；采用三级不同速比，且有一定落差的链板式炉排，使垃圾在焚烧过程中有两次跌落翻动的过程以利于燃尽，炉排可变速。

### 4.4.5 垃圾焚烧发电国内外现状

（1）国外垃圾焚烧发电技术现状。由于垃圾焚烧法可以快速减容并回收部分能源，自 20 世纪 80 年代起，美国、日本等发达国家就开始应用并实现垃圾焚烧发电，垃圾焚烧目前已发展成为一门新兴的产业。目前，日本全国正在运行的垃圾焚烧厂约 280～300 座（其中东京都 19 座），承担着处理全日本 75% 以上城市垃圾的任务，日本因此成为世界上以焚烧方式处理城市垃圾数量最多的国家。

美国从 20 世纪 80 年代起，政府投资 70 亿美元，兴建 90 座焚烧厂，年垃圾总处理能力为 $3000\times10^4$t，最近在建的有处理垃圾能力为 2000t/d，蒸汽温度达 430～450℃，发电量为 85MW 的垃圾电站。全美最大的垃圾焚烧发电厂在底特律市兴建，日处理垃圾量为 4000t。德国拥有世界垃圾发电效率最高的技术，1996 年有 75 台垃圾焚烧锅炉。英国垃圾焚烧厂发展很快，至 1990 年已建 400 座，焚烧率达 18%，目前已经超过 40%。英国最大的垃圾电站位于伦敦，共有 5 台滚动炉排式锅炉，年处理垃圾 $40\times10^4$t。法国现有垃圾焚烧锅炉 300 多台，可处理 40%的城市垃圾，巴黎有 4 台处理垃圾 450t/d 的马丁式锅炉。新加坡垃圾焚烧处理率达 100%，1986 年建成一座 2700t/d 垃圾电站。世界主要发达国家的垃圾发电装机容量见表 4-4。

表 4-4 世界主要发达国家的垃圾发电设施及发电容量

| 发电设施数及容量 | 德国 | 丹麦 | 瑞典 | 瑞士 | 法国 | 荷兰 | 美国 | 日本 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 设施数 | 50 | 17 | 3 | 30 | 90 | 5 | 114 | 149 |
| 发电容量（MW） | 1000 | 90 | 100 | 100 | 160 | 180 | 7650 | 557 |

垃圾焚烧发电可成为实用性很强的新能源，世界各发达国家都将其作为资源综合利用、生态环境保护的一项重要措施大力推行。欧美是垃圾焚烧发电较普及的地区，各国政府对垃圾焚烧发电给予了许多优惠政策，大多数国家规定垃圾焚烧炉有回收能源的义务，电力公司也有购入垃圾发电厂所发电力的义务，丹麦还对垃圾焚烧发电厂建设进行补助。

（2）国内垃圾焚烧发电发展现状。生活垃圾焚烧技术在国内起步较晚。1988 年深圳市市政环卫综合处理厂作为我国第一家焚烧处理发电厂，从日本进口了两台“三菱”马丁式垃圾焚烧炉，揭开了我国采用焚烧技术处理城市生活垃圾的序幕。在此基础上，“八五”期间，国家建设部科技司组织了“城市生活焚烧处理技术”的科技攻关项目，在低热值垃圾焚烧工艺研究、垃圾焚烧炉主体结构、余热锅炉制造、烟气净化工艺和设备等专题方面取得了可喜成果，为我国城市生活垃圾焚烧处理奠定了技术基础。

“九五”期间，国内许多沿海发达城市和地区积极筹备和建设生活垃圾焚烧厂，垃圾焚烧技术在国内发展逐步加快。上海浦东御桥生活垃圾焚烧发电厂（1000t/d，利用法国 ALS-TOM 技术）、浦西江桥生活垃圾焚烧发电厂（1000t/d，STEINMULER 炉排）的建设无论就处理规模、还是就技术水平而言，都将使我国生活垃圾焚烧技术的基础理论研究和工程实践提高到一个新的层次，推广生活垃圾焚烧技术及其成套设备国产化的条件已经成熟。

随着国家环保产业扶持政策的日趋完善，我国各大、中城市都在争相上马垃圾焚烧发电项目。据不完全统计，国内现建成并运行的生活垃圾焚烧发电厂已有几十个，拟建和在建的也有许多，其特点如下。

1）垃圾焚烧发电的投资建设形式多元化。如政府投资、政府运行管理或企业运行管理；借用外国政府贷款、企业运行管理；采用 BOT 方式建设；企业投资、企业运行管理等。

2）垃圾焚烧发电技术日趋完善和成熟。大多数新建垃圾焚烧发电厂的建设标准、处理规模、环保等均达国际领先水平。如上海浦东新区生活垃圾焚烧厂、浦西江桥生活垃圾焚烧厂、广州垃圾发电厂、深圳市南山区垃圾发电厂等几座垃圾电厂的设计均达到了当前国际领先水平，垃圾处理能力均在 1000t/d 以上，

烟气处理标准均能达到欧盟20世纪90年代的烟气排放标准，甚至略有超前。

### 4.4.6 制约我国垃圾焚烧发电产业化发展的因素

制约我国垃圾焚烧发电产业化发展的因素主要有下述四个方面。

（1）国家政策鼓励，但具体操作存在困难。在国务院核发的《关于进一步开展资源综合利用的意见》中，国家对用垃圾等低热值燃料生产电力和热力在上网配套费、上网电价、调峰等方面，采用的是给予鼓励和支持的政策。1999年初召开的全国生活垃圾处理及资源利用经验交流会上，科技部和建设部强调要树立垃圾资源化观念，希望各级政府在政策和资金方面加大对垃圾处理事业的支持。但具体操作时涉及多部门的协调合作，以及国家在减免税收、政策倾斜等许多方面的扶植和支持，实施时有困难。

（2）现行体制有弊，难以有效管理垃圾。我国的城市环境卫生实行“条块结合，以块为主”的市、区、街道三级管理体制。主要费用由政府负担，发生问题时的责任亦由政府承担，使政府经常处于两难境地。环卫部门疲于垃圾清理，对于垃圾的削减、回收和再利用顾不得通盘考虑。这样使得环卫部门既是监督机构，又是管理部门和执行单位，政企合一，不能形成有效的监督和竞争机制，制约了垃圾管理的科学化和有效化。

（3）垃圾成分复杂，尚未实行分类收集。我国垃圾成分较复杂，含水量较高，发热值较低，具有非均匀性及多变性，其组成会随着季节的变化和收集地点的不同而有很大差异。此外，垃圾成分还受城市规模、性质、地理条件、居民生活习惯和燃烧结构等的影响。我国大、中城市和沿海开放城市目前只有少数地区在进行垃圾的分类收集试点。垃圾的混合收集使部分有价值的可回收再生资源得不到利用，也使大量有害物质，如干电池、废油等未经分类直接进入垃圾，增大了垃圾无害化处理的难度，降低了可用于堆肥的有机物资源化价值，影响了垃圾的高效焚烧。

（4）设备国产化率低，全套引进费用惊人。全套引进垃圾焚烧发电设备费用惊人。据报道，天津市计划与澳大利亚合作，投资4500万美元，引进流化床垃圾焚烧炉并发电，预计运行19.3年收回成本。国外垃圾发电机组的初投资比国内同等规模的初投资大4倍多，运行费用高30%～50%以上，且国外垃圾焚烧设备主要适用于处理经过分拣、热值较高的垃圾。因此，应做到引进设备与消化吸收相结合，并努力做到焚烧设备国产化，推动我国环保产业的发展。

### 4.4.7 实现产业化发展的措施

通过对制约垃圾焚烧发电产业化发展因素的分析，以及借鉴外国产业化经验和其他行业的产业化过程，可以考虑采取以下4个方面的措施。

（1）适应市场经济，组建集团公司。要逐步改变目前垃圾处理完全由政府负担的局面，由电力、热力、环保、环卫、物质回收等部门和行业组建垃圾焚烧发电综合利用集团公司，建立起与市场经济相符合的运行机制。国家可以通过提供低息贷款、减免税收、制定特殊政策等措施来扶植垃圾焚烧发电产业的发展，还可以通过国际合作，走垃圾发电的“BOT”模式，由企业投资、经营、管理垃圾焚烧发电产业。

（2）加强处罚力度，征收排污费。美国、芬兰、日本、新加坡等国家对随意丢弃垃圾，破坏环境有严格的处罚条例。而我国（除香港外）基本上没有，使市民普遍感受不到压力。垃圾治理经费一直由国家和地方政府拨款，给地方财政造成巨大压力。增设排污费制度可以使市民和企业充分认识到垃圾问题与自己息息相关，才能调动起公众参与的积极性，这也能体现“谁污染，谁治理；谁治理，谁受益”的原则。

（3）提高节能意识，推进分类收集。垃圾的分类收集有利于回收垃圾中的废纸、废塑料、废玻璃、废金属等可再生物质，避免其白白流失。混合垃圾成分多样会影响垃圾焚烧的稳定性。垃圾在焚烧前通常要进行预处理，将其破碎成小粒径，并删去不可燃物。严格的预处理不仅使工人劳动强度加大，而且设备投资大，运行费用高。国家应通过各种形式，倡导加强废物资源化利用，加强宣传与教育，增强市民的节能与环保意识，大力推进垃圾分类收集，建立起统筹安排的垃圾综合处理、利用体系。

（4）推进设备国产化，促进产业化发展。高等院校、科研机构应进一步加强与企业合作，开发出国产化垃圾焚烧发电设备。清华大学与太原重型机械集团合作开发出了处理能力为150t/d的垃圾焚烧炉和垃圾焚烧发电厂成套设备；浙江大学、哈尔滨工业大学等单位在设计、制造国产化垃圾焚烧炉方面也做了大量工作，研究和开发的重点今后仍应放在垃圾焚烧炉主体和烟气净化设备方面。垃圾焚烧发电一定要回收热能，充分利用资源，走能源化道路。

### 4.4.8 发展趋势

第一代垃圾焚烧炉存在的主要问题是易产生二噁英污染，这严重制约了焚烧技术的应用。为了更高效地回收垃圾中的能源和满足更严格的排放标准，世界各国，特别是发达国家，目前正致力于开发面向21世纪的第二代垃圾焚烧技术——气化熔融法集成技术，力图使二噁英、重金属等二次污染物排放值降至最低，同时提高锅炉效率和发电效率。日本是研究开发该技术最突出的国家，其主要技术路线是气化加高温熔融燃烧。该技术首先将垃圾气化，可燃气和气化炉排渣一起进行高温熔融固化处理，可从根本上解决二噁英和重金属第二次

污染的问题；同时，高温焚烧将大部分飞灰和炉渣熔融，经水骤冷后形成玻璃体，可将重金属固化，使灰渣可以得到综合利用。此外，该系统可采用燃气—蒸汽联合循环，大幅度提高垃圾发电的效率。

我国人多地少，焚烧处理垃圾，利用其余热发电和供热是城市垃圾处理无害化、减量化和资源化最有前途的途径，更适合中国国情。目前，国内一些城市采用国外技术和国内自行开发技术，已建设和正在建设一批垃圾发电厂，并已取得一些经济效益，特别是取得了较好的社会效益。随着国家环保政策的实施和城市基础建设的加快，垃圾发电在我国将会得到迅速发展，必将成为我国非常有发展前途的一种产业。

我国应继续借鉴国外先进技术，结合我国国情，发展适合我国国情的先进的垃圾焚烧技术。从国内发电机械制造行业技术水平和加工能力等方面来看，我国完全有能力实现垃圾焚烧技术和垃圾发电设备的国产化。

## 4.5 生物质混合燃烧发电技术

### 4.5.1 生物质混合燃烧发电技术

混合燃烧发电是指将生物质原料应用于燃煤电厂中，使用生物质和煤两种原料进行发电。混合燃烧主要有两种方式：一种是将生物质原料直接送入燃煤锅炉，与煤共同燃烧，生产蒸汽，带动蒸汽轮机发电；另一种是先将生物质原料在气化炉中气化生成可燃气体，再通入燃煤锅炉，可燃气体与煤共同燃烧生产蒸汽，带动蒸汽轮机发电。无论哪种方式，生物质原料预处理技术都是非常关键的，要将生物质原料处理成符合燃煤锅炉或气化炉的要求。混合燃烧的关键技术还包括煤与生物质混燃技术、煤与生物质可燃气体混燃技术、蒸汽轮机效率。

### 4.5.2 生物质混合燃烧发电方式分析

由于生物质的能量密度低、体积大，运输过程增加了 $CO_2$ 的排放，不适应集中大型生物质发电厂。而分散的小型电厂，投资、人工费高，效率低，经济效益差。所以在大型燃煤电厂，将生物质与矿物燃料联合燃烧成为新的概念。它不仅为生物质和矿物燃料的优化混合提供了机会，同时许多现存设备不需太大的改动，使整个投资费用降低。更积极的影响是：大型电厂的可调节性好，能适应不同的混合燃烧，使混燃装置能适应当地生物质的特点。

大多数燃煤电厂燃烧粉煤，生物质必须经过预处理，因为磨煤机不适合粉碎树皮、森林残余物或木块等生物质。生物质与煤炭的混合燃烧具有很大的潜

力。这项技术十分简单，并且可以减少二氧化碳的排放量，这一技术在斯堪的纳维亚半岛和北美地区使用相当普遍。在美国，有300多家发电厂采用生物质能与煤炭混燃技术，装机容量达6000MW，还有更多的发电厂将可能采纳这一技术。奥地利最大的电力供应商VERBUND对以下四种方式进行了研究：

（1）生物质在一个独立系统中燃烧，产生的热用于现有电厂的锅炉。

（2）生物质在组装于燃煤锅炉炉膛中的炉排上燃烧。

（3）用专用粉碎机粉碎生物质，在燃煤锅炉中与粉煤一起燃烧。

（4）生物质在气化炉中气化，燃气作为锅炉燃料。

但混合燃烧存在以下问题：

（1）由于生物质含水量高，产生的烟气体积较大。而现有锅炉一般为特定燃料而设计，产生的烟气量相对稳定，所以烟气超过一定限度，热交换器很难适应。因此，混合燃烧中生物质的份额不宜太多。

（2）生物质燃料的不稳定性使锅炉的稳定燃烧复杂化。

（3）生物质灰的熔点低，容易产生结渣问题。

（4）如使用含氯生物质，如秸秆、稻草等，当热交换器表面温度超过400℃时，会产生高温腐蚀。

（5）生物质燃烧生成的碱，会使燃煤电厂中脱硝催化剂失活。

研究结果表明，燃烧方式中的（2）和（4）具有较强的实用性。

在传统火电厂中进行混合燃烧，遵从生物质发电的工艺路线，既不需要气体净化设备，也不需要小型发电系统，可从大型传统电厂中直接获利。生物质混合发电方式比较见表4-5。

**表4-5　　生物质混合发电方式比较**

| 发电方式 | 直接混燃 | 气化混燃 |
|---|---|---|
| 技术特点 | 生物质与煤直接混合后在锅炉里燃烧 | 生物质气化后与煤在锅炉中一起燃烧 |
| 主要优点 | 技术简单、使用方便；不改造设备情况下投资最省 | 通用性较好、对原燃煤系统影响很小；经济效益较明显 |
| 主要缺点 | 生物质处理要求较严、对原系统有些影响 | 增加气化设备、管理较复杂；有一定的金属腐蚀问题 |
| 应用条件 | 木材类原料、特种锅炉 | 要求处理大量生物质的发电系统 |

### 4.5.3　生物质和煤混合燃烧发电生产系统

生物质和煤燃烧发电的主要生产系统包括燃烧系统、汽水系统和电气系统。

生物质和煤燃烧发电燃烧系统由锅炉的燃烧部分、生物质加工及传输系统，

以及除灰、除尘、除渣等部分组成。

生物质和煤混合燃烧发电汽水系统由锅炉、汽轮机、凝汽器、给水泵以及化学水处理和冷却水系统组成，见图 4-16。

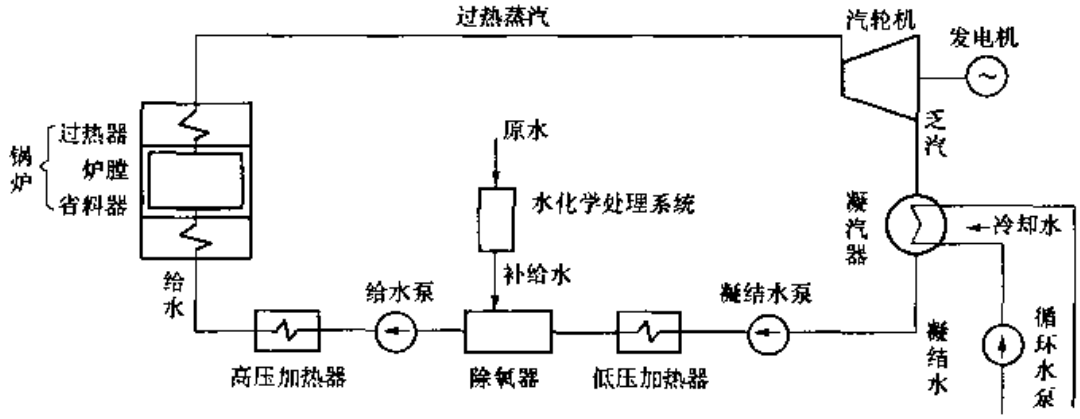



图 4-16　汽水系统

混合燃烧发电电气系统由发电机、变压器、高低压配电装置等组成，见图 4-17。

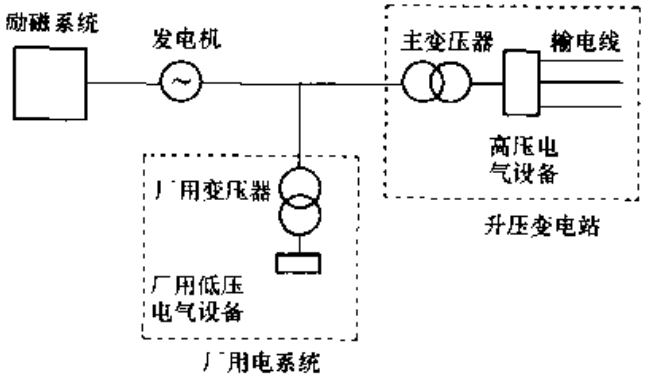



图 4-17　电气系统

上述生产系统除燃烧系统与一般火力发电厂略有不同，其余汽水系统及电气系统均与一般火力发电厂完全相同。

### 4.5.4　我国生物质与煤混合燃烧发电的发展前景

#### 4.5.4.1　生物质与煤混合燃烧发电国内外发展情况

（1）生物质与煤混合燃烧发电技术在欧洲和北美地区应用相当普遍。2002 年丹麦哥本哈根 AVEDORE 电厂 105MW 发电设备采用麦秆与天然气混合燃烧技术，生物质掺烧比例为 50%。1997 年奥地利 Zeltweg Biococomb137MW 电厂利用生物质与煤混合燃烧技术发电，生物质掺烧比例为 30%。

（2）国内清华大学、浙江大学、哈尔滨工业大学等一些高校和科研单位，对生物质与煤混合燃烧发电技术及其设备进行了开发研究，取得了有价值的成果。

（3）国内外研究证明，煤粉炉混燃生物质比例不宜过大，掺烧比例小于5%，设备基本不需要改造。对于30万kW机组，如果生物质掺烧比例4%（发热量），则相当于建设一个12MW的纯生物质发电厂，其效益十分可观。

#### 4.5.4.2 我国发展生物质与煤混合燃烧发电的制约因素

生物质与煤混燃发电技术在中国的推广应用，最重要的制约因素来自政策的因素和技术因素，这些制约因为中国国情的特点而与其他国家有很大的差别。

（1）政策的制约因素。中国政府目前对可再生能源发电有一定的政策支持，但总的来说，这些扶持政策有很多不明确的地方，对地方政府和管理部门来说操作相当困难。特别是对生物质与煤混合燃烧发电的电价优惠政策的规定，在一定程度上阻碍了该项技术的推广应用。

（2）技术上的制约因素。近十几年来，我国在生物质发电技术投入的研究方向主要是针对中小型生物质气化发电技术，对生物质大型直接燃烧和混燃发电技术的开发研究和实际应用的经验积累很少。中国生物质资源的特点以农业废弃物为主，与国外的生物质发电条件有明显的差异，生物质资源的成分含量，对设备的影响和要求也有明显差异。这就要求我们引进、消化国外先进生物质发电技术和设备的同时，根据我国特点，开发研究适合中国国情的具有自主知识产权的技术和设备。

## 4.6 各种生物质发电技术的综合比较

### 4.6.1 中国生物质发电技术的基本要求

中国目前最主要的生物质资源仍是农业废弃物，而且在相当长时期内这一特点不会改变。农业废弃物作为生物质发电的原料，其最大的特点是资源分散，收集和运输困难，而且季节性强，原料供应的稳定性差，受作物种植规模等农业发展情况影响很大。这就决定了生物质发电技术在中国的应用有其独特的要求。

（1）要求发电技术对生物质种类的适应性较强。由于各种农作物的种植都有特定的季节性，大部分农业废弃物只在全年的某一段时间生产，不可能全年供应；而且农业废弃物大都密度低，体积庞大，要大量储存和管理都非常困难，成本也很高。所以为了保证生物质发电设备能全年运行，提高设备利用率，最合理的方法是生物质发电技术设备能适用于大部分农业废弃物，在不同的季节

使用不同种类的生物质。这就要求生物质发电技术对生物质的种类具有很强的适应性。

（2）生物质发电规模上要有灵活性。中国农村十分广阔，各地自然条件差别很大；同时，由于中国仍属于发展中国家，农业现代化水平不高，很少有大规模的现代化农场或果园化的农业生产规模，大部分农村地区的农业发展模式仍是中小规模的承包经营或单户独产的家庭式操作，生物质在全国不同地区的密度差别很大。所以，如果要充分利用各种农业废弃物进行发电，必须根据各地区农业生物质特点来确定发电设备的规模。例如在农业生产比较发达的平原地区可能适合于规模大的生物质发电设备；但在生物质较分散的地区必须使用效果较好的小规模发电技术，否则经济性将很差。这就要求生物质发电技术在规模上要有足够的灵活性，可以根据不同的要求进行设计。

（3）生物质发电项目必须能适应不同的资金条件。由于生物质发电项目规模小，收益受政策等外部情况影响较大，加上原料的不稳定性使投资项目的长期收益预测困难，这些因素使生物质发电技术很难吸引大集团和大规模资金很快进入该行业。特别因为生物质发电项目相对于其他发电项目，单个项目资金投入较小，大量投资进入时要求组织的项目很多（例如建设1000MW的生物质电厂，平均需要投资到100个项目中）。在这种情况下，大规模投资资金使用困难，管理工作繁重，资金管理成本非常高。所以大集团大量资金投入生物质发电项目的积极性受到较大的限制，真正感兴趣的投资者应是中小企业和小规模的个人投资者。这些特点决定了今后生物质发电项目的资金来源应是比较分散的社会资金，投资主体主要是中小规模的民营企业。但对这些企业来说，最主要的，也是普遍存在的问题是资金不足，融资困难。所以生物质发电技术的发展将明显受到资金的约束和限制。

### 4.6.2 生物质发电技术的特点比较

生物质发电技术集环保与可再生能源利用于一体，受到各国政府的重视，特别是在目前能源和环保的双重压力下，从战略需求出发，各国都加大投资力度进行开发利用。生物质发电技术主要包括：直接燃烧发电、与煤混烧发电、气化发电以及沼气/填埋气发电等。

生物质直燃发电技术在大规模下效率较高，但它要求生物质集中，数量巨大，如果考虑大规模收集或运输，电厂的运行管理成本较高，而小规模直燃发电技术存在效率较低的问题。直燃发电技术在国外已进入推广应用阶段，大部分用于林业废弃物的处理，针对农业秸秆，在丹麦等少数国家也有应用；但生物质直燃发电技术在中国还没有形成系统性研究，许多问题亟待解决。如：秸

秆中含有较高的氯及钾、钠等成分，这种灰熔点较低，容易在炉膛内结渣、结焦或沉积于受热面，严重影响生物质燃烧锅炉的换热，甚至造成腐蚀，制约生物质锅炉的长期稳定运行。目前国内在建的生物质直燃电厂主要靠采用国外引进技术，关键设备基本是直接进口或在国内委托生产的，既没有自主知识产权，设备价格也很高，电站建设成本达 1.2 万元/kW 左右。发电成本太高已成为中国秸秆直燃发电产业化的主要障碍。

生物质和煤混合燃烧发电技术，规模灵活，经济性较好。美国和欧盟已建设了许多混合燃烧示范工程，装机容量在 50～700MW。中国还处在技术研究阶段，实际应用刚刚起步，如：中国第一台秸秆煤粉混合燃烧发电机组，2005 年底在山东枣庄华电国际十里泉发电厂成功投产。秸秆燃烧发电设备也是引进丹麦 BWE 的技术，缺乏自主知识产权。该技术在生产实践中仍有一些实际问题需要解决，如：燃煤锅炉的燃烧温度通常介于 1000～1250℃，高于生物质的灰熔点，容易引起结渣等。

生物质气化发电技术具有投资少，发电成本较低，灵活性好的特点，是同类技术中最具竞争力的技术之一，比较符合发展中国家的情况。“十五”期间，在国家 863 计划支持下，广州能源所研制成功“4MW 生物质气化燃气—蒸汽联合循环发电系统”，示范工程于 2005 年在江苏兴化建成。该电厂单位投资 7500 元/kW 左右，燃气发电机组单机功率达 500kW，系统发电效率提高到 28%。但在配套设备和系统优化集成方面仍然存在不足，电厂的自动化控制程度仍较低，生物质气化发电技术的成套性成为产业化的主要瓶颈。

沼气发电技术主要应用在禽畜厂沼气、工业废水处理沼气以及垃圾填埋场沼气。采用引进技术，国内已完成了一些垃圾填埋气发电设施的建设。如杭州天子岭填埋厂于 1998 年 10 月建成国内首家垃圾填埋气发电厂；广州大田山垃圾填埋气发电厂于 1999 年 6 月投入运行；目前所采用的填埋气发电机主要是奥地利盐巴赫公司和美国卡特比勒公司的燃气内燃机，成本达 5000～7000 元/kW。由于国产沼气发电机组主要是对柴油机进行简单的改装，对发动机的热工性能研究不深，产品质量不过关，发电机组热效率比国外同类技术低 4%～8%，成熟的发电机组规模也只有 500kW。

综上所述，生物质直接燃烧、混合燃烧、沼气发电的关键设备多是引进国外技术，国内还没有消化吸收。气化发电技术虽然具有自主知识产权，但仍有许多产业化关键问题需要解决，目前设备成本较高和技术的适用性较差，正成为生物质发电产业发展的主要障碍。

由于《可再生能源法》的实施为生物质电力的产业化发展提供了机遇，大

量的企业正把投资眼光转向新兴的生物质发电产业；但盲目引进国外技术，急功近利，不仅造成不必要的浪费，而且由于缺乏自主知识产权，将限于被动和不利。所以，应尽快组织国内研究力量，在消化吸收国外先进技术的同时，针对我国生物质资源的特点，进行不同技术路线的核心技术研发，开始逐步由引进向自主研发方向发展，形成具有自主知识产权的生物质发电技术。

## 4.7 中国的生物质发电

### 4.7.1 制约因素

生物质发电技术在中国的应用，最重要的制约因素来自三方面，即技术因素、经济因素和政策因素，这些制约因为中国国情的特点而与其他国家有很大的差别。

（1）技术上的制约因素。中国对生物质发电技术的研究较少，这主要和中国科研投入的情况和能源设备企业的自主开发能力有关。近十几年来，我国在生物质发电技术投入的研究方向主要是针对中小型生物质气化发电技术，而直接燃烧技术主要由锅炉企业或其他热解设备企业自主开发。目前中国除了少数的生物质气化发电系统在进入示范应用以外，其他生物质发电技术（如直接燃烧和混烧技术）实际应用的经验积累很少，所以总的特点是成熟的生物质发电技术种类少，而整体的研究开发能力较差。

如果要在中国大规模推广生物质发电技术，仅靠本国的技术支持将会显得明显不足。另一方面，中国整体工业基础较差，设备加工能力和制造能力较低，因而对国外先进技术的消化吸收能力较弱。而且中国生物质资源的特点以农业废弃物为主，与国外的生物质发电条件有明显的差异。生物质资源的成分含量，对设备的影响和要求也有明显差异，这就要求中国在引进先进国家的生物质发电技术时要有所选择，要根据中国自己原料的特点、设备管理水平和消化吸收能力全面考虑，不能片面追求大规模、高效率和高自动化的倾向，防止不必要的浪费和水土不服。

（2）经济上的制约因素。中国发展生物质发电产业化的另一个主要障碍是经济环境的制约。中国生物质发电项目具有规模小、发电成本相对较高的特点，除了需要政府经济扶持政策给予补贴之外，另外一个主要制约的经济因素是投资资金来源少，资金筹措困难。生物质发电项目相对其他发电项目来说都是小项目，资金密集程度较低，大集团和规模投资商考虑到资金分散和管理困难，投资都会非常小心。另一方面，中小型生物质发电项目的投资大都在几百万、

几千万元左右，这样的资金规模对目前大部分中小企业来说仍然有相当大的压力，特别对那些农业地区的企业来说，完成这样规模的投资都是相当困难的。同时，由于生物质发电项目在整个社会的认识程度较低，投资风险较大（特别是在没有政策支持时），银行对这些项目给予贷款暂时较困难。在这种环境下，目前生物质发电项目的投资特点决定了生物质发电项目的资金来源较少，如果没有相应的措施，生物质发电技术要在短时间内大规模推广，在资金上仍有很大的困难。

（3）政策的制约因素。中国政府目前对可再生能源有一定的政策支持，但总的来说，这些扶持政策有很多不明确的地方，对地方政府和管理部门来说操作相当困难，因而大部分地区没办法实施，生物质发电技术也不能例外。而更重要的问题是，中国的鼓励政策是在原计划经济制度的基础上制定的，主要是指导性，而不是强制性的，体现出来更多的是政策上的支持，很少有有效的经济配套措施，这就使可再生能源发电项目操作实施相当困难。例如对可再生能源电力的一些电价优惠，都是以牺牲地方电网的直接利益为代价的。以前电网全部为国家所有，这方面的影响不明显，但现在很多电网已经独立核算，这些优惠直接损害了地方的经济利益。而地方电网想要申请国家相应补贴又非常困难，直接影响了地方发展可再生能源电力的积极性。另一方面，由于生物质发电容量小，涉及的项目较多，范围较大，生物质发电技术要得以大规模使用，这些政策上的制约因素不解决是不行的。

### 4.7.2 政策要求

目前中国可再生能源发电技术明显受到国家政策和社会接受程度的限制，这些政策和认识程度对生物质发电项目的影响尤为明显。这主要是由于生物质在大部分人的印象中更接近于传统能源，是否可以享受相关优惠政策，在很多地方管理部门中认识不深。另一个更主要的原因是生物质发电项目大部分是小型项目，甚至相对于风能等可再生能源项目来说也非常小，按国家现有的政策，每个几百千瓦的生物质电厂都必须同样完成项目审批、可行性研究审批、优惠电价审批等统一手续。这些手续一是浪费时间，二是费用较高，相对于生物质电厂的规模和效益来说，这些手续都是一个沉重的负担，所以明显降低了社会力量投资生物质发电项目的积极性。如果这些手续不作彻底的改变，中小规模的生物质电厂不可能大量发展。而从上面的分析中可知，由于生物质资源本身的特点，生物质发电仅利用大型发电电厂是很难实现全社会的大规模利用的。这就要求中国针对生物质发电技术制定具体可行的扶持政策，包括：

（1）建立程序化的立项手续。在国家立法支持的大环境下，针对生物质发

电项目必须制定操作性较强的立项管理办法，层层落实到地方政府的管理部门中，特别是必须在农业地区明确管理部门和协调部门，让大部分投资者都清楚申请的办法和要求。

（2）建立规范的资格认证手续。对生物质能发电技术，由于其原料差别、规模差别和技术路线差别很大，各种项目的技术指标、资金要求和投资效益差别很大，很难有简单的标准。这就要求管理部门必须有严格与明确的资格认证和准入条件。这些准入条件主要考虑的应是对环境的影响和其他社会效益，特别对于经济性很好的气化混合燃烧发电技术来说，这些规范的认证和监管制度将有效地促进该技术的应用。而对于技术的种类，技术水平的高低和经济性的好坏，主要由业主自己选择和承担，政府部门不必过多地限制和规定。

（3）建立公平竞争的市场条件。生物质发电项目由于本身固有的缺点，具体的成本决定于各地的资源情况和技术的特点，发电成本将明显高于常规电力，有的地区还高于风能发电成本。但生物质发电除了具有一般可再生能源的优势外，其最大的特点是它属于农村能源，发展生物质发电有助于提高农业产出，改善农民就业和发展农村经济，所以生物质发电在中国具有特殊的意义。这就要求政府在制定可再生能源发电的鼓励政策时，必须全面认识、综合生物质能的社会效益功能和环境效益。把这些效益全部考虑进去，才能使发展生物质能发电项目有比较公平的竞争条件和市场环境。

### 4.7.3 发展特点

#### 4.7.3.1 生物质发电技术的多样性发展

中国生物质发电技术面对的具体环境是生物质原料以农业废弃物为主，多种多样，原料特性差别明显；加上中国农村广阔，各地条件千差万别，各地经济发展水平参差不齐。这就决定了在中国发展生物质发电技术不能只采用一两种方法，而应该根据各地的条件采用取不同的技术方案，鼓励生物质发电技术的多样化发展。在规模上，应该根据原料供应的可能性，大、小规模同时考虑；在技术上，允许直接燃烧、气化发电和混合燃烧同时发展。针对不同的用途和目标，对各种技术方案应区别对待，但总的来说，在评价生物质发电技术的适应性时，可以从以下几方面考虑：

（1）生物质发电项目的目的和用途。在分析技术适用性时，首先必须明确生物质项目是简单发电还是热电联供，是单独使用还是与其他燃料混合使用。对不同的目的，不同的技术有不同的优势。所以对各种技术的评价不能一概而论。一般来说，对热电联供的用户，首选的是直接燃烧技术；对要求与其他燃

料混合使用的发电项目，首选的是气化技术；而对单独发电项目，还必须进一步分析项目所在地的原料特点、规模要求和经济水平等。

（2）生物质原料种类和特性。不同生物质种类和特性对发电技术的要求有明显的不同，对含水较高的原料，比较适合于直接燃烧；对较干的原料，比较适合于气化发电；对单种原料的生物质，比较容易采用直接燃烧发电技术；而对多种原料的生物质，比较适合于采用气化电技术。这主要是气化发电技术一般已配套了相应原料预处理系统，气化炉的设计比燃烧锅炉较为简单。

（3）发电项目的规模必须与当地的原料和工业发展水平相匹配。在中国发展生物质发电技术，必须特别注意项目规模与当地经济发展水平相符合。由于在达到同样的技术水平或投资经济效益指标的情况下，项目越小，操作实施的可行性越高，投资风险越小；反之则风险越大，所以原则上相同的条件下应尽可能选用小规模的项目。特别对农业分散，农作物品种较多，每年变化情况较大，当地经济发展水平较低的地区，不能建设规模太大的生物质电厂。大型生物质电厂只适合于农业现代化程度较高，交通方便，农业种植范围大且集中，经济较发达和管理水平较高的地区，这些地区可能生物质保存和供应成本较高，但仍能满足大规模发电的基本要求。但如果没有这些条件，即使花费大量的物力和人力，大型发电项目原料供应仍会成为问题。

#### 4.7.3.2 生物质发电投资主体多元化

由于中国本身的条件限制和生物质的特点，决定了生物质发电项目的规模在中国不可能太大，而更多的应是以大量的小型电厂为主。这也就决定了生物质发电项目比较分散，投资金额一般都不会很大。同时，由于生物质发电项目都分布在农村，与农业发展密切相关，这使生物质发电更多地具有农村经济的成分，从长远来看，是农村经济的一部分。这样的项目全部寄希望于大型企业集团或国家投资是不现实，也是不可能的，所以发展生物质发电项目时，应转向投资主体多元化，为乡镇企业、私人企业和其他社会资金投资生物质发电项目创造有利条件。所以生物质发电的政策制定和管理与风能发电应有较明显的差别：一方面应强调生物质发电项目与现代农业经济相结合，使生物质发电成为现代农业的一部分，成为农村增加经济来源的一种重要途径；另外一方面应根据农村经济的特点，加强引导和管理，吸引社会资金进入生物质发电项目，形成一个多元化投资主体构成的新兴行业。

### 4.7.4 结论

中国的电力供应形势非常严峻。其中电力结构不合理，生产过程污染严重，电源分布不能适应经济发展现状，电力输送成本较高，电网安全性存在隐患是

最突出的问题。

生物质发电能在一定程度上缓解中国电力供应存在的一些问题，有很重要的战略意义。但电力是国家重点控制的行业，电力行业资金密集程度高，准入要求较高，所以目前投资主体仍以大型国有企业为主，这些特点决定了在中国发展生物质电力将面临很大的体制困难。

中国的生物质资源丰富，储量巨大，但鉴于中国目前经济发展的特点，在相当长时间内，中国生物质资源将仍以农业废弃物为主，这就使中国生物质资源的供应存在明显的缺点。其中最突出的问题是资源分散，收集运输成本较高，而且由于季节性变化较大，供应不稳定，这些都对中国生物质发电技术发展提出了较高的要求。

农业废弃物分散的特点决定了在中国发展大型生物质电厂存在比较大的困难，总体上应以中小型电厂为主。但由于中小型电厂效率较低、资金分散，管理比较困难，与目前中国的电力体制和行业现状存在比较大的矛盾。所以，中国的生物质发电技术必须适应这些特点，针对这些要求发展自己的技术，实现效益最大化，而不能全面照搬传统能源或国外的现成技术。

生物质技术已比较成熟，在国内外都有广泛的应用。其中国外应用比较成功的是直接燃烧技术，中国则在气化发电方面有较好的积累。但由于中国工业制造水平较低，加上在生物质燃烧方面没有较好的经验积累，致使生物质发电技术设备的整体制造和生产能力严重不足。所以在今后的发展中，需大力加强装备制造能力建设，以降低投资成本。

生物质发电技术的经济性总体仍较差，其中比较有竞争力的技术是生物质气化后与煤混烧的技术，其发电运行成本在 0.25～0.3 元/kWh，但这种技术在实际操作上存在管理上的困难。其他生物质发电技术的运行成本大都在 0.3～0.4 元/kWh（不包括设备折旧）。这就说明生物质发电技术必须有国家的特殊保护政策，才能得到较快的发展。

通过对各种生物质发电技术的发电效率、投资成本和运行成本等方面的分析发现：生物质气化混烧发电是最有竞争力的技术，在政策允许下应优先发展；在农业生产集中，经济较发达地区，可以考虑采用发电效率较高的大型生物质直接燃烧发电技术；但对大部分中国农业地区来说，比较合适的技术应是发电效率较高的中等规模的生物质气化—余热联合循环发电技术。

综合考虑中国的经济发展现状和生物质发电技术特点，中国应在政策环境完善方面为生物质发电技术的发展创造条件，同时在实施过程中，注意鼓励生物质发电技术朝技术路线多样化、投资主体多元化的方向发展。

## 4.8 生物质发电展望

随着化石能源的日益枯竭和环境问题的日趋严重，开发并生产各种可再生能源替代煤炭、石油和天然气等化石燃料，是世界今后解决能源紧缺的一种有效途径。生物质能是绿色能源，生物质发电技术也是绿色电力能源技术，国家出于环境保护及开发可再生能源的目的，对于污染治理和绿色电力能源技术的研究和整合十分重视。生物质发电在我国社会、经济蓬勃发展的大环境下，其发展走向已引起人们的关注，生物质发电将成为朝阳产业，其依据如下。

（1）生物质资源丰富，可开发潜力巨大。由于地球上生物数量巨大，生物质所蕴藏的能量相当惊人。根据生物学家估算，地球上每年生长的生物能总量约为（1400~1800）$\times10^8$t（干重），相当于目前世界总能耗的10倍。我国的生物质能也极为丰富，现在每年农村中的秸秆量约 $6.5\times10^8$t，到2010年将达 $7.26\times10^8$t，相当于 $5\times10^8$t 标准煤。扣除一部分做饲料和其他原料，我国可开发为能源的生物质资源达 $3\times10^8$t 标准煤，开发和利用潜力非常大。随着农林业的发展，特别是木材市场的不断扩张，我国的固态生物质资源将越来越丰富，其利用前景也会越来越广阔。另外，我国工厂化的沼气原料异常丰富。

随着国民经济的发展，在国家环保政策的引导下，这些潜力将会被逐渐释放出来，作为发电动力燃料的生物质原料将会越来越多，从动力源的角度给生物质发电提供了发展空间。

（2）发展生物质绿色电能是调整能源结构，实施可持续发展战略的要求。我国的一次能源消费以煤为主，煤炭在能源消费结构中占据了70%以上，发电能源更是以煤为主。随着我国经济的高速发展，最近几年电力需求急剧增加，造成我国电力供应异常紧张。1999年我国电力总产量约为 $12600\times10^8$kWh，人均可用电不到1000kWh/（人·年），其中人均生活用电不到110kWh/（人·年），只是韩国的1/5左右；尤其农村电力供应缺口更大。要实现2020年国民经济翻两番的目标，保障可靠的电力供应是必备条件。因地制宜地利用当地生物质能资源发电，建立分散、独立的电网或并网电厂拥有广阔的市场前景，也可保护我国的矿物能源资源，为实现国家经济的可持续发展提供保障。

（3）生物质发电技术日趋成熟。在国外，生物质直接燃烧发电技术已经相当成熟，基本进入了商业化推广应用阶段。生物质气化发电技术近年来也得到了长足的发展，国际上发达国家主要把目标集中于大型生物质气化发电技术上，在推广直接燃烧发电的同时，发展可以进入商业应用的IGCC发电系统。例如

美国，目前正在进行的6MW IGCC项目和60MW的中热值IGCC项目都要求在10年内完成，并进入工业示范应用。时至今日，我国的生物质气化发电技术已经发展成熟，与外国同等技术相比，我们的气化发电技术基本处于同一水平，尤其是在设备成本上。

（4）国家相关政策的出台，将打通包括生物质能发电在内的绿色电力上网的瓶颈。当一个国家经济实力达到一定程度后，就会把目光更多地投向环保，就会更关注可持续发展问题，就会把资金投向这一领域，就会出台相关的政策来确保可持续发展战略目标的实现。

我国关于绿色电力上网和优惠政策的问题已经酝酿了一段时间，其重要性已被充分认识。国家站在可持续发展的高度，出台促进绿色电力上网的政策已为时不远。正在研究和制定的可再生能源发电配额比例、份额标准、绿色证书以及发电上网的优惠政策，会筑造起有利于绿色电力发展的交易平台。

（5）资金支持和专业化生产会吸引更多的投资主体。大中型生物质能发电是绿色环保项目，生物质能电力创造的环保方面的效益是一目了然的，受益的是全社会。要在投资分摊上以“谁污染、谁治理”原则为主，辅以“谁受益、谁分摊”的原则，由政府、地方和企业共同投资。对于初始投资，国家将给予一定支持，如：国家或行业将制定出一系列的优惠政策，减免工程的税费，减轻企业负担；要广辟资金渠道，帮助建设方获得各类贷款；鼓励社会各界以各种形式投资开发沼气资源化利用项目，以优惠政策调动各投资主体的积极性；以国家、地方和企业共同投资的方式，重点扶持一些专用设备生产企业，对其进行必要的技术改造；扩大生产规模，提高产品种类和产品质量；专用设备生产企业，对其进行必要的技术改造；扩大生产规模，提高产品种类和产品质量；建立质量保障体系（售后服务、人员培训、质量监督与检测等）和物业化管理模式。

由以上分析可以看出，无论是生物质资源开发潜力、发电技术水平，还是市场需求、政策导向，都将会促进生物质发电的大发展。可以预见，生物质发电产业的形成势在必行，并有很大的发展空间。

# 第5章

# 农林生物质直燃发电技术与产业

## 5.1 生物质工业分析

生物质的元素分析不能反映生物质在热化学转化时的某些性质，如生物质的挥发分在燃烧过程中对生物质的着火影响很大，高挥发分着火迅速、火焰长、燃烧稳定，低挥发分不易着火、火焰短、燃烧不易稳定。因此，应该有一种能够从应用角度来表征生物质的某些特点的分析，这种分析称为生物质的工业分析。

生物质的工业分析是生物质的水分（$M$）、灰分（$A$）、挥发分（$V$）和固定碳（FC）4个分析项目的总称，还包括并对灰渣进行观察和对灰熔点作出判断。生物质的工业分析所需的分析试验设备，比元素分析简单，可在使用单位进行。利用工业分析结果可初步判断生物质燃料的质量，表5-1所示是部分生物质的工业分析结果。

表5-1　　部分生物质的工业分析结果

| 种　　类 | 水分（%） | 灰分（%，干基） | 挥发分（%，干基） | 固定碳（%，干基） |
|---|---|---|---|---|
| 豆秸 | 5.10 | 3.13 | 74.65 | 17.12 |
| 稻草 | 4.97 | 13.86 | 65.11 | 16.06 |
| 稻壳 | 4.70 | 15.8 | 69.30 | 10.20 |
| 玉米秸 | 4.87 | 5.93 | 71.95 | 17.75 |
| 高粱秸 | 4.71 | 8.91 | 68.90 | 17.48 |
| 谷草 | 5.33 | 8.95 | 66.93 | 18.79 |
| 麦秸 | 4.93 | 8.90 | 67.36 | 19.35 |
| 棉花秸 | 6.87 | 3.97 | 68.54 | 20.71 |
| 杂草 | 5.43 | 9.46 | 68.71 | 16.40 |
| 杂树叶 | 11.82 | 10.12 | 61.73 | 16.33 |
| 杨树叶 | 2.34 | 13.65 | 67.59 | 16.42 |
| 桦木（黑龙江） | 9.06 | 2.36 | 74.90 | 13.68 |
| 柳木（安徽） | 6.72 | 3.67 | 77.17 | 12.44 |
| 杨木（安徽） | 6.26 | 3.50 | 73.68 | 16.56 |
| 水杉木（安徽） | 7.38 | 2.20 | 74.30 | 16.12 |
| 松木（安徽） | 6.25 | 0.76 | 78.95 | 14.04 |

### 5.1.1 生物质中的水分

生物质是多孔性固体，含有或多或少的水分。水分的存在给生物质热化学转化带来很大影响，所以，水分是生物质最基本的分析指标之一。

根据结合状态，生物质中的水分可以分为游离水和结晶水两大类，而游离水又分外在水和内在水两种，具体含义如下：

（1）外在水分。又称自由水分或表面水分。它是指附着于生物质颗粒表面的水膜和存在于直径大于 $10^{-5}$cm 的毛细孔中的水分。这种水分的蒸汽压与纯水的蒸汽压相同，在常温下容易蒸发，蒸发速度与空气的温度与湿度有关。

（2）内在水分。这是指吸附或凝聚在生物质颗粒内部毛细孔（直径小于 $10^{-5}$cm）中的水分。由于毛细孔的吸附作用，这部分水的蒸汽压低于纯水的蒸汽压，故较难蒸发去除，需要在高于水的正常沸点的温度下才能除尽。

（3）结晶水分。这是指生物质中矿物质所含的结晶水或化合水。这部分水在生物质中占的比例非常少，很难单独测定，它的值一般不列于生物质的水分之中，它与挥发分一道释出，计入挥发分中。

另外生物质中的有机质在热解过程中生成的水称为热解水，其概念与上述三种水分完全不同，不能混淆。

为了操作方便和保证结果准确，生物质水分的测定分两步进行，即先测定外在水分，然后再测定内在水分。两次测定的结果都折算成相对最初试样的单位相加，其总值就是生物值的全水分。

外在水分的测定方法如下：称取 500g 的生物质试样放置在已知质量的浅盘中并摊平，其厚度不应超过 30mm，然后放在 70～80℃的干燥箱中干燥 1.5h；取出浅盘，在室温下放置冷却称重，然后继续在室温下自然干燥，并不时搅拌，每隔 1h 称重一次，直到质量变化不超过前次称重的 0.1%时为止，试样干燥后的减重即为外在水的质量。值得注意的是，这样测定的生物质的外在水分是指生物质和空气接触达到湿度平衡时失去的水重占初始试样质量的百分数，其数量的多少取决于当时空气的相对湿度和温度。因此，同一种生物质的外在水分数值并不是固定的，而是随测定时空气湿度和温度的变化而变化的。

内在水分的测定方法如下：将已测定外在水分的试样称取一定的量放入预先干燥并已连盖称重的称量瓶中，轻轻晃动铺平；将称量瓶盖打开，放入预先鼓风并加热到 105～110℃的干燥箱内，在不断鼓风的条件下干燥 1～2h；然后从干燥箱中取出称量瓶，立刻盖上瓶盖，在空气中冷却片刻后放入干燥器中冷却到室温并称重，所得的减重即为内在水的质量。

需要说明的是，上述提及的干燥温度和干燥时间仅是建议值，它们的取值

与生物质种类、样品质量、粒度和温度有关，具体可凭操作经验来确定。

### 5.1.2 生物质中的灰分

灰分是生物质中所有可燃物质完全燃烧，以及生物质中矿物质在一定温度下产生一系列分解、化合等复杂反应后剩下来的残渣，主要由 CaO、$K_2O$、$Na_2O$、MgO、$SiO_2$、$Fe_2O_3$ 和 $P_2O_5$ 等组成。

生物质灰分与生物质中的矿物质不完全相同，确切地说，生物质灰分应称为在一定温度下的灰分产率。因为灰分中的矿物质在高温燃烧条件下有一部分可能已经发生化学变化，二者的质量不相等，组成也有所不同。

传统看法认为灰分是不能燃烧的物质，故对生物质的热解和燃烧不会起什么作用。其实不然，灰分（尤其是其中的碱金属等矿物质）对生物质热解转化有着不能忽略的影响，在一些热解过程中可以起到催化剂的作用；另外，灰分的熔融性也即灰熔点，对热解反应器的设计有较大影响，因为灰分在高温下变成熔融状态后容易黏结成难以清除的大渣块，设计排渣装置时必须要充分考虑到这一点。一般生物质原料的灰熔点在 900～1050℃范围内，也有一些产地的原料会在 850℃以下。

（1）灰分的测定。通常将一定质量的生物质在（800±10）℃的温度下进行完全燃烧，然后对留下的灰分称重，经计算即可得出生物质的灰分含量。由于矿物质中所含的碱金属元素在燃烧过程中生成的碱金属氧化物在温度为 700℃以上时部分挥发，故测定灰分的温度定在（800±10）℃，不应太高。此外，灰分测定时还应注意空气能够自由通入，若试样灰化过程中空气供给不足，则试样很难燃尽，称出的灰分质量就不准确。

（2）灰分的熔融性。灰分熔融性是与灰分化学组成相关的一个重要指标，对生物质的热化学转化有很大的影响。灰分熔融性习惯上称作灰渣熔点，但实际上是不确切的，因为灰分是由许多化合物组成的混合物，并没有一个固定的熔点，仅有一个相当宽的熔化温度范围。这些混合物在一定温度下还能形成共熔体，所以，灰分熔化温度又不等于各组分熔点的加权平均值。换言之，灰分熔融性与灰分的化学组成有着密切的关系，灰分中的 $SiO_2$ 等的比例越大，其熔化温度范围就越高；而 $Fe_2O_3$ 等碱性成分的比例越大，则熔化温度范围就越低。

除熔融温度外，灰分熔化后的黏度大小以及黏度与温度的变化关系也是灰分的重要指标。

### 5.1.3 生物质中的挥发分

生物质样品在隔绝空气的条件下加热到一定温度，并在该温度下停留一定时间，其有机质受热分解析出的所有气态产物即为挥发分。挥发分与水分不同，

它不是生物质总的固有物质，而是在特定条件下受热分解的产物，包括饱和的和未饱和的芳香族碳氢化合物，以及生物质中结晶水分解蒸发的水蒸气等。挥发分的数量和成分随加热条件不同而不同，只有在一定规范条件下分析测定的挥发分数据才具有可比性。当然，由于生物质是多孔性结构，它也可能吸附一部分气体，但这部分的影响甚微，可忽略不计。

不同生物质析出挥发分的数量变化范围较宽，析出挥发分后余下的固体残余物称为焦炭或半焦炭。挥发分的多少及焦炭或半焦的特性，能很好地表征生物质是否容易燃烧或热解转化。

生物质挥发分的测定在很大程度上取决于测定条件，即使是同一种生物质，如果测定条件不同，析出的挥发分数量也会不同。此外，挥发分析出量与所用坩埚材料、大小、形状以及加热设备也有关系。一般应选用带严密坩埚盖的瓷质坩埚，其高度约 40mm，上口直径约 30mm，加热装置采用具有热电偶和调温装置的马弗炉，温度控制为（900±15）℃，与空气隔绝加热 7min。

### 5.1.4 生物质中的固定炭

生物质中的固定炭是指从生物质中除去水分、灰分和挥发分后的残留物。与灰分一样，固定炭也不是生物质中的固有成分，准确地说它也是热分解产物，其中不仅包含碳，而且还包含氢、氧、氮、硫等其他元素。因此，生物质中的固定炭与碳元素含量是两个不同的概念，不可混淆。

## 5.2 生物质物理性质

### 5.2.1 生物质的密度

生物质密度通常有三种表示方法，即堆密度、视密度和真密度，同一种生物质样，这三种密度的数值依次增大。

堆密度是指单位体积（既包括颗粒间的孔隙，也包括颗粒内部的孔隙）生物质的质量，它反映了在自然堆积状态下单位体积生物质物料的质量。图 5-1 所示为部分生物质物料的堆积密度。由图 5-1 可见，生物质物料的堆密度差别较大，包括木材、木炭、棉秸在内的高密度物料，它们的堆密度在 200～350kg/m$^3$ 之间，而大多数农作物秸秆的堆密度却比较低。

视密度是指单位体积（不包括颗粒间的孔隙，但包括颗粒内部的孔隙）生物质的质量，可用称量法（涂蜡法、涂凡士林法等）测定。

真密度是指单位体积（既不包括颗粒间的孔隙，也不包括颗粒内部的孔隙）生物质的质量，可用比重瓶法或其他置换方法测定。

从生物质热化学转化角度而言，常用的是生物质的堆密度和视密度，而真密度则不常用。表 5-2 所示为几种生物质的颗粒平均直径、堆密度、视密度和孔隙率。

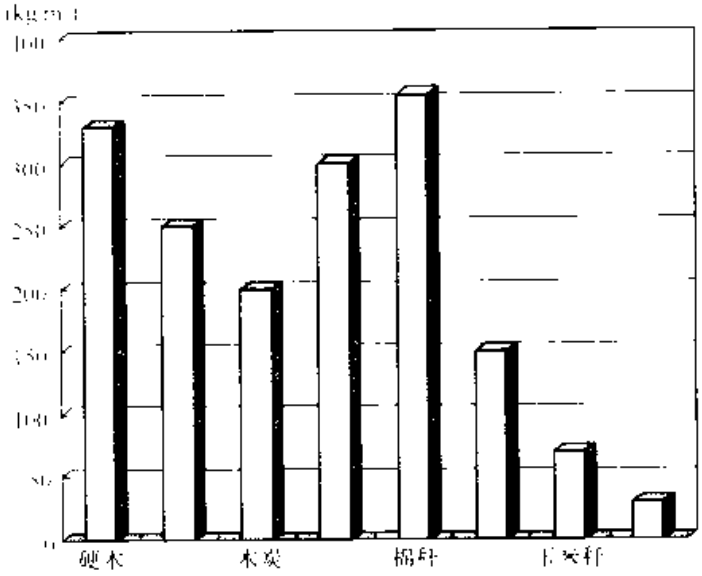



图 5-1 部分生物质物料的堆密度

表 5-2 几种生物质的特性参数

| 种类 | 平均直径（mm） | 堆密度（kg·m⁻³） | 视密度（kg·m⁻³） | 孔隙率（%） |
|---|---|---|---|---|
| 木屑 | 0.78 | 150～200 | 570.3 | 57.7 |
| 木片 | | 200～300 | | |
| 花生壳 | 0.61 | 200～250 | 566.8 | 55.9 |
| 椰子壳 | 0.98 | 400～450 | 547.9 | 21.5 |
| 稻壳 | 1.50 | 100～140 | 630.1 | 80.0 |
| 麦稻草 | | 40～60 | | |
| 稻草揉 | | 100～120 | | |

## 5.2.2 自然堆积角

当物料自然堆积时会形成一个锥体，锥体母线与底面的夹角叫作自然堆积角，如图 5-2 所示。自然堆积角能够反映物料的流动特性，流动性好的物料颗粒在很小的坡度就会滚落，只能形成很矮的锥体，自然锥体角较小。谷壳类物料的自然堆积角通常不超过 45°，在固定床气化炉中依靠重力能够顺畅地向下移动，当下部原料消耗以后，上部

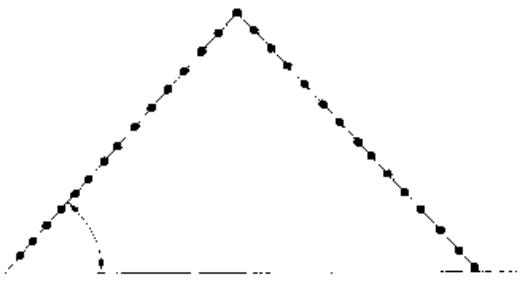


图 5-2 自然堆积角

原料自然下落给以补充，形成充实而均匀的反应层。

而玉米秸和麦秸即使铡成小段也能堆成垛，甚至于它们的自然堆积角能够超过90°而成为钝角，所以，常常出现草垛的底部被掏空，上面的物料依然不下落。对于这样的物料，它们在固定床气化炉里容易产生架桥、穿孔现象，反应层不易始终保持充实和均匀，故很难保证有良好的气化效果。

### 5.2.3 炭的机械强度

生物质物料加热后很快析出挥发分，剩余的木炭组成热解炉中的反应内层，作为支撑生物质物料颗粒形状的骨架，木炭的机械强度对反应层的构成有重要影响。由木炭和硬质秸秆等形成的木炭机械强度较高，析出挥发分后几乎可以保持原来形状，形成孔隙率高而且均匀的优良反应层。而多数秸秆炭的机械强度很低，在大量挥发分析出后，不能保持原有形状，不容易在反应层中产生空洞，形成不均匀气流，细而散的炭粒降低了反应层的活性和透气性。

### 5.2.4 生物质的比表面积

生物质是具有一定孔隙结构的固体，有关这方面的性质可用表面积和孔隙率等指标来表征。

表面积有外表面积与内表面积之分，对多孔固体而言，外表面积是次要的，内表面积是主要的。生物质的表面积大小一般用比表面积来表示，即单位质量的生物质颗粒所具有的表面积。测定比表面积的方法有润湿热法、BET方程测量法、微孔体积法等，其中以BET法最为经典。

孔隙率又称气孔率，它是指孔隙体积（既包括颗粒间的孔隙，也包括颗粒内部的孔隙）与生物质的总体积之比。

### 5.2.5 生物质的比热和导热系数

生物质的比热不是恒定的，它随生物质种类、水分、灰分的变化而变化，它与温度的变化关系大体如下：在0℃与某一温度之间，比热随温度增加而增加；超过某一温度，比热则随温度增加而下降。

总体而言，生物质是不良热导体，所以生物质在燃烧炉或热解反应炉中的升温速度很慢。提高生物质的堆积密度或使用砂子等热载体，均能提高生物质的传热效果。

## 5.3 生物质化学性质

### 5.3.1 生物质的热解

生物质在加热过程中，它的组分变得不稳定并开始分解。对木材热解特性

的研究发现，其组分在 150℃左右开始有化学活性，半纤维素的起始热解温度为 150～350℃，纤维素为 275～350℃，木质素为 250～500℃。所以，一般认为木材的起始热解温度为 250℃左右。

所有木质纤维原料的热解都可以简单地分为两个过程，即一次热解和二次热解。一次热解是生物质原料的降解，二次热解则是一次热解产物的继续降解。

### 5.3.2 生物质的燃烧

生物质燃料（秸秆、薪柴等）的燃烧是强烈的放热化学反应过程，燃烧的进行除了要有燃料本身之外，还必须有足够的温度和适量的空气供应。燃料的燃烧过程可以分为预热、水分蒸发、析出挥发分和焦炭燃烧等几个阶段。

当柴草送进炉（或灶）膛后，用火种引燃柴草表面的可燃物，温度逐渐升高，柴草中的水分首先蒸发。干燥的柴草吸热增温发生热解，析出挥发分气体，形成浓度合适的挥发分与空气的混合物。当温度和浓度这两个条件都已具备时，挥发分首先着火燃烧，并为其后的焦炭燃烧准备了条件。柴草表面燃烧所放出的热能逐渐积聚，通过传导和辐射向柴草内层扩散，从而使内层挥发分析出，继续与氧混合燃烧，并放出大量的热量。此时，柴草中剩下的焦炭被挥发物包围着，灶膛中的氧不易接触到焦炭表面，只有当挥发物的燃烧快要终了时，焦炭周围的温度很高，一旦有氧气接触到炽热的焦炭表面，就可以产生焦炭的燃烧。随着焦炭的燃烧，不断产生灰分，把生成的焦炭包裹，妨碍它继续燃烧。这时，人为地适当加以搅动或增加从炉箅中的通风量，可以加强剩余焦炭的燃烧，否则灰渣中可能会残留未燃尽的焦炭。

以上几个阶段实际上是连续进行的，当挥发分气体着火燃烧后，气体便不断向上流动，边流动边反应形成扩散火焰。在扩散火焰中，由于空气与可燃气体混合比例的不同，形成各层温度不同的火焰。混合比例恰当，燃烧就好、温度就高；反之，燃烧就不好、温度就低。所以，进入炉膛的空气不能过多，也不能过少，否则都会造成火焰熄灭。

碳的燃烧，理论上可按式（5-1）和式（5-2）进行，即

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 + 408.2kJ/mol \qquad (5\text{-}1)$$

$$2C + O_2 \rightarrow 2CO + 246.4kJ/mol \qquad (5\text{-}2)$$

但实际上，氧气在高温下与炽热的焦炭表面接触时，将同时产生一氧化碳和二氧化碳，即基本上按式（5-3）和式（5-4）发生氧化反应，即

$$4C + 3O_2 = 2CO_2 + 2CO \qquad (5\text{-}3)$$

$$3C + 2O_2 = 2CO + CO_2 \qquad (5\text{-}4)$$

一氧化碳和二氧化碳这两种气体产生量的多少由温度的高低和空气供给的

多少决定，当温度处于900～1200℃范围时，反应主要按式（5-3）进行，当温度高于1450℃时，反应则主要按式（5-4）进行。

在温度较高（如超过700℃）的情况下，生成的一氧化碳向外扩散时遇到氧气，则会继续燃烧生成二氧化碳，即

$$2CO + O_2 = 2CO_2 + 570865kJ$$

若温度更高，当生成的二氧化碳在扩散过程中遇到炽热的焦炭，就会产生碳的气化还原反应，产生一氧化碳，即

$$CO_2 + C = 2CO - 162297kJ$$

这种反应会促使固定炭的氧化。

由于炉膛中尚有一些水蒸气存在，它也会向焦炭表面扩散，当与炽热的焦炭相遇时，也会产生碳的气化还原反应，产生氢气或甲烷，即

$$C + 2H_2O = CO_2 + 2H_2$$

$$C + H_2O = CO + H_2$$

$$C + H_2 = CH_4$$

水蒸气比二氧化碳对碳的气化作用快，所以炉膛或热解反应炉中有适量的水蒸气，可促进固定炭的燃烧或转化。

### 5.3.3 生物质的发热量

燃料发热量又称燃料的热值，它有高位热值（HHV）和低位热值（LHV）之分，是衡量生物质燃料燃烧性能优劣的一个重要指标。高位热值是指单位质量燃料完全燃烧后能够产生的全部热量，包括燃烧产物（烟气）中水分的汽化潜热。一般燃烧装置如锅炉等的排烟温度都大于100℃，烟气中的水分处于蒸汽状态，这些水蒸气从燃料燃烧释放出的热量中吸取了汽化潜热，故从燃料高位热值中扣除这部分汽化潜热后才是燃烧装置可能利用的热量，称此热量为燃料的低位发热量，即低位热值，燃料燃烧装置的热力计算以低位发热量为依据。

相同燃料的高位发热量和低位发热量的差别仅在于水蒸气吸取的汽化潜热。考虑到烟气中水蒸气是由两部分水分组成的，即燃料中固有的水分和氢氧元素化合而成的水分。由下列化学反应

$$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$$

可知，1kg氢气燃烧后产生9kg水，故1kg燃料燃烧后产生$\left(9\frac{H}{100}+\frac{M}{100}\right)$kg水，式中$H$、$M$分别表示燃料中氢元素的质量百分数和水分的质量百分数。若1kg水的汽化潜热在常压下近似为2508kJ，则相同燃料高、低位发热量的关系为

$$\mathrm{LHV} = \mathrm{HHV} - 2508\left(9\frac{H}{100} + \frac{M}{100}\right) = \mathrm{HHV} - 25.08\,(9H + M),\ \mathrm{kJ/kg}$$

表 5-3 所示为几种生物质在自然风干情况下的热值。对照表 5-1 可以看出，含碳量高的生物质，其热值也高，如豆秸、棉花秸的热值高于稻草的热值。一般分析计算时可认为秸秆的平均热值大约为 14MJ/kg。

**表 5-3　　几种生物质在自然风干情况下的热值**

| 种　类 | 玉米秸 | 高粱秸 | 棉花秸 | 豆秸 | 麦草 | 稻草 | 稻壳 | 谷草 | 杂草 | 树叶 | 牛粪 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 高位热值（MJ/kg） | 16.90 | 16.37 | 17.37 | 17.59 | 16.67 | 15.24 | 15.67 | 16.31 | 16.26 | 16.28 | 12.84 |
| 低位热值（MJ/kg） | 15.54 | 15.07 | 15.99 | 16.15 | 15.36 | 13.97 | 14.36 | 15.01 | 14.94 | 14.84 | 11.62 |

生物质的热值除与它的种类（主要是所含成分）有关外，与其含水量的关系也较大。含水量越高，燃烧时水分蒸发摄取的热量也越多，净得热量就越少，低位热值也就越低。表 5-4 所示是部分生物质的低位热值与其含水量的关系。

**表 5-4　　部分生物质的低位热值与其含水量的关系**

| 含水量（%） | 5 | 7 | 9 | 11 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 | 22 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 玉米秆（MJ/kg） | 15.42 | 15.04 | 14.66 | 14.28 | 14.09 | 13.71 | 13.33 | 12.95 | 12.57 | 12.19 |
| 高粱秆（MJ/kg） | 15.74 | 15.36 | 14.97 | 14.59 | 14.39 | 14.01 | 13.62 | 13.24 | 12.85 | 12.46 |
| 棉花秆（MJ/kg） | 15.95 | 15.55 | 15.17 | 14.77 | 14.58 | 14.19 | 13.80 | 13.41 | 13.02 | 12.64 |
| 豆秆（MJ/kg） | 15.84 | 15.31 | 14.95 | 14.57 | 14.37 | 13.99 | 13.61 | 13.22 | 12.84 | 12.45 |
| 麦草（MJ/kg） | 15.44 | 15.06 | 14.68 | 14.30 | 14.15 | 13.73 | 13.36 | 12.97 | 12.60 | 12.22 |
| 稻草（MJ/kg） | 14.18 | 13.83 | 13.48 | 13.13 | 12.95 | 12.60 | 12.25 | 11.90 | 11.55 | 11.19 |
| 谷草（MJ/kg） | 14.79 | 14.43 | 14.06 | 13.69 | 13.51 | 13.15 | 12.78 | 12.46 | 12.05 | 11.69 |
| 柳树枝（MJ/kg） | 16.32 | 15.93 | 15.52 | 15.13 | 14.93 | 14.54 | 14.13 | 13.74 | 13.34 | 12.95 |
| 杨树枝（MJ/kg） | 14.00 | 13.61 | 13.26 | 12.91 | 12.74 | 12.39 | 12.04 | 11.69 | 11.35 | 11.00 |
| 牛粪（MJ/kg） | 15.38 | 14.96 | 14.59 | 14.21 | 14.02 | 13.64 | 13.26 | 12.89 | 12.43 | 12.13 |

续表

| 含水量（%） | 5 | 7 | 9 | 11 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 | 22 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 马尾松（MJ/kg） | 18.37 | 17.93 | 17.49 | 17.05 | 16.83 | 16.38 | 15.94 | 15.49 | 15.05 | 14.61 |
| 桦木（MJ/kg） | 16.97 | 16.42 | 16.31 | 15.72 | 15.51 | 15.10 | 14.69 | 14.28 | 13.87 | 13.46 |
| 椴木（MJ/kg） | 16.65 | 16.25 | 15.84 | 15.44 | 15.24 | 14.84 | 14.43 | 14.02 | 13.62 | 13.21 |

如表 5-5 所示，木质燃料的热值随树种不同和树的部位不同而略有差异。同样，木材的几种成分中，其热值也各不相同，如纤维素 14.12 MJ/kg、木质素 26.66 MJ/kg、树脂 38.07MJ/kg。

生物质热值既可以实验测定，也可以计算获得。

**表 5-5　　几种树种的发热量**

| 树木部分 | 发热量（MJ/kg，干基） | | |
|---|---|---|---|
| | 松　　树 | 云　　杉 | 桦　　木 |
| 树干 | 19.28 | 19.08 | 19.08 |
| 树皮 | 19.48 | 19.88 | 22.39 |
| 截头 | 20.28 | 19.88 | 20.38 |
| 针叶 | 21.19 | 19.88 | |

### 5.3.4　生物质燃料的化学当量比

燃料燃烧时实际供给的空气量与完全燃烧理论所需的空气量之比，称为空气过量系数，以$\alpha$表示。根据空气过量系数$\alpha$值的大小，燃烧工况可以分为贫氧燃烧、富氧燃烧和理论燃烧三种，即贫氧燃烧的空气过量系数$\alpha$小于 1，富氧燃烧的空气过量系数$\alpha$大于 1，理论燃烧的空气过量系数$\alpha$等于 1。

空气过量系数$\alpha$可按下式进行计算，即

$$\alpha = \frac{AR}{SR}$$

式中，$AR$ 为燃烧时实际供给的空气量与燃料量之比（kg/kg），简称空燃比，其值取决于运行参数；$SR$ 为完全燃烧理论所需要的空气量与燃料量之比（kg/kg），简称化学当量比，其值取决于燃料特性。

燃料完全燃烧理论所需要的空气量，可以根据燃料可燃质元素与氧化合时所需的空气量换算成标准状态下的体积而获得。一般而言，包括生物质在内的有机燃料多是多种元素的化合物，其中每一种可燃元素可能分别与其他

元素化合，燃烧反应复杂，故对每一种可燃元素的化学反应不可能用单一化学反应式描述；但是由于物质平衡，每一种可燃元素可以用一个反应式表示。理论所需空气量就是根据生物质燃烧中所含碳、氢、硫元素分别与氧气反应后求得的。

碳的氧化反应为

$$\underset{12kg}{C} + \underset{22.4m^3}{O_2} \xrightarrow{完全燃烧} \underset{22.4m^3}{CO_2}$$

1kg 碳充分燃烧需要 $22.4/12 = 1.866m^3$ 的氧气，并产生 $22.4/12 = 1.866m^3$ 的二氧化碳气体。

氢的氧化反应为

$$\underset{4.032kg}{4H} + \underset{22.4m^3}{O_2} \xrightarrow{完全燃烧} \underset{44.8m^3}{2H_2O}$$

故 1kg 氢充分燃烧需要 $22.4/4.032 = 5.55m^3$ 的氧气，并产生 $44.8/4.032 = 11.1m^3$ 的水蒸气。

硫的氧化反应为

$$\underset{32kg}{S} + \underset{22.4m^3}{O_2} \xrightarrow{完全燃烧} \underset{22.4m^3}{SO_2}$$

故 1kg 硫充分燃烧需要 $22.4/32 = 0.7m^3$ 的氧气，并产生 $22.4/32 = 0.7m^3$ 的二氧化硫气体。

1kg 应用基的生物质燃料含碳 $\frac{C_{ar}}{100}$kg、氢 $\frac{H_{ar}}{100}$kg、硫 $\frac{S_{ar}}{100}$kg、氧 $\frac{O_{ar}}{100}$kg。其中 $\frac{O_{ar}}{100}$kg 的氧换算成标准状态下的体积为 $\frac{O_{ar}}{100}\text{kg}\frac{22.4}{32} = 0.7\frac{O_{ar}}{100}m^3$。以上 $C_{ar}$、$H_{ar}$、$S_{ar}$、$O_{ar}$ 分别为生物质燃料中碳、氢、硫、氧的成分。故 1kg 应用基的生物质燃料充分燃烧需要供给氧气的体积为

$$V_{O_2}^0 = 1.866\frac{C_{ar}}{100} + 0.7\frac{S_{ar}}{100} + 5.55\frac{H_{ar}}{100} - 0.7\frac{O_{ar}}{100},\ m^3/kg$$

由于干空气中氧气体积占 21%，则 1kg 应用基的生物质燃料充分燃烧需要的干空气体积——理论空气量为

$$V_{air}^0 = \frac{1}{0.21}\left(1.866\frac{C_{ar}}{100} + 0.7\frac{S_{ar}}{100} + 5.55\frac{H_{ar}}{100} - 0.7\frac{O_{ar}}{100}\right)$$
$$= 0.0889(C_{ar} + 0.375S_{ar}) + 0.265H_{ar} - 0.0333O_{ar},\ m^3/kg$$

因为标准状态下空气的质量密度为 $1.29kg/m^3$，故燃料理论空燃比 *SR* 可按

下式求取，即

$$SR = 0.147(C_{ar} + 0.375S_{ar}) + 0.3419H_{ar} - 0.043O_{ar}\ ,\ \text{kg/kg}$$

由于生物质燃料中所含的硫元素很少，与碳、氢、氧三个元素相比，它对理论空燃比的作用可以忽略不计。基于这一思想，荷兰 Twenty 大学 Van Coven 给出了下面一个计算燃料化学当量比 $SR$（kg/kg）的计算公式，即

$$SR = \left(\frac{C_{daf}}{12} + \frac{H_{daf}}{4} - \frac{O_{daf}}{32}\right)\left(1 + \frac{79}{21}\right)\left(1 - \frac{A_d}{100}\right) \cdot \frac{28.84}{100}$$

事实上，化学当量比和高位热值都是燃料的特性参数，在他们之间应该能够建立某种对应关系，有了这种关系后，只要测试出燃料的高位热值即可求得其理论空燃比。

## 5.4 农林生物质直燃发电原理及系统构成

### 5.4.1 农林生物质直燃发电原理

农林生物质直接燃烧发电技术是将农林生物质直接送往锅炉中燃烧，产生的高温、高压蒸汽推动蒸汽轮机做功，带动发电机发电。其原理是将储藏在生物质中的化学能通过锅炉燃烧转化为高温、高压蒸汽的内能，再通过蒸汽轮机转化为转子的动能，最后通过发电机转化为清洁高效的电能。图 5-3 所示为农林生物质直接燃烧发电厂的工艺流程图。

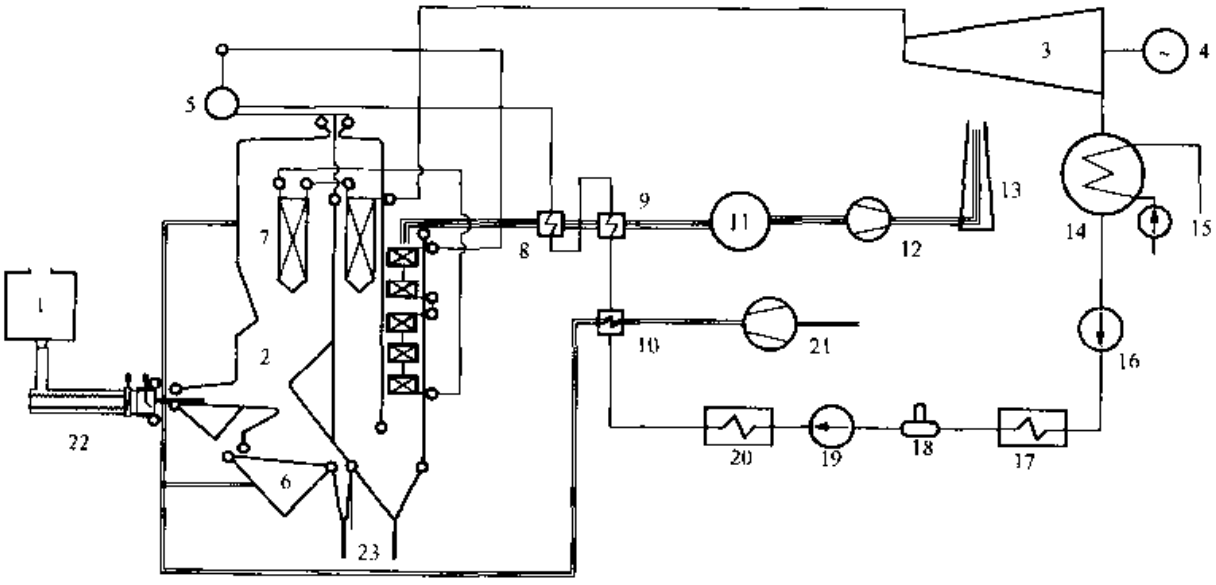



图 5-3 农林生物质直燃发电厂工艺流程图

1—料仓；2—锅炉；3—汽轮机；4—发电机；5—汽包；6—炉排；7—过热器；8—省煤器；9—烟气冷却器；10—空气预热器；11—除尘器；12—引风机；13—烟囱；14—凝汽器；15—循环水泵；16—凝结水泵；17—低压加热器；18—除氧器；19—给水泵；20—高压加热器；21—送风机；22—给料机；23—灰斗

由图 5-3 所见，锅炉料仓中的燃料被螺旋给料机直接送入炉膛，燃料在振动炉排上边燃烧边移动，燃尽后的炉渣由渣斗排出。送风机将空气送经空气预热器加热，之后送入炉膛保证燃料的完全燃烧，并形成高温烟气。高温烟气逐次通过四级过热器、省煤器、烟气冷却器，对烟道中各个受热面加热，然后进入除尘器成为符合国家排放标准的烟气，最后被引风机送入烟囱，排入大气。锅炉给水在汽包、下降管和水冷壁之间形成自然循环，汽包中的水经下降管分配到水冷壁中去，经过水冷壁的加热，成为汽水混合物，回到汽包后由汽水分离器分离出饱和蒸汽。饱和蒸汽依次经过四级过热器，并由减温器控制汽温，最终成为符合机组要求的高温、高压蒸汽。蒸汽被送入汽轮机膨胀做功，推动汽轮机转子转动，汽轮机转子带动发电机，产生电负荷。做功结束的乏汽通过凝汽器凝结成水，再由凝结水泵加压送入低压加热器和除氧器，含氧量符合要求的水通过给水泵和高压加热器被加压升温，形成锅炉给水。锅炉给水通过省煤器进入汽包，完成全厂汽水的一个循环。

生物质直接燃烧技术根据燃料构成可分为生物质和化石燃料混烧技术和以生物质为单一燃料的直接燃烧技术；根据燃烧形式可分为流态化方式燃烧、悬浮燃烧方式燃烧和层燃方式燃烧；如果以生物质燃料中的碱金属含量为分类标准，则可分为以灰色秸秆（低碱金属含量，如木屑等）为燃料的燃烧和以黄色秸秆（高碱金属含量，如麦秆稻壳等）为燃料的燃烧；以锅炉参数情况为分类标准，又可分为高温、高压生物质锅炉（以丹麦 BWE 公司技术为代表，蒸汽参数为 540℃，9.2MPa），中温、中压生物质锅炉（国内设计流化床锅炉，蒸汽参数为 450℃，3.2MPa）。

### 5.4.2 农林生物质直燃发电系统构成

农林生物质直燃发电厂系统和同规模的常规火力发电厂系统的组成没有太大区别，都是由锅炉、汽轮机、发电机及电气设备、燃料输送、化学水处理和环保组成的。其中，锅炉和燃料输送系统与常规电厂有很大的差异，而其他部分则基本可以采用常规电厂的技术设备。

（1）锅炉系统。锅炉是火电厂的三大主要设备之一，生物质锅炉汽水系统一般采用自然循环汽包锅炉，由于采用了秸秆等生物质为燃料，因此锅炉的燃烧系统与常规火力发电厂有所不同。目前主要采用以下几种燃烧方式。一种是振动炉排的燃烧方式，本质上这是一种层燃的燃烧方式。燃料在炉排上边燃烧边随着炉排的振动而翻滚移动，最终燃尽落入灰斗。该方式以丹麦 BWE 公司的水冷式振动炉排炉为代表，具有成熟的技术优势，在设备的效率、寿命等方

面具有明显的领先优势。另一种是流化床的燃烧方式，流化床锅炉对生物质燃料的适应性较好，床内工质颗粒扰动剧烈，传热和传质工况十分优越，有利于高温烟气、空气与燃料的充分混合，为高水分、低热值的生物质燃料提供极佳的着火燃烧条件，提高了燃生物质锅炉的效率。芬兰福斯特威勒公司是具有世界先进水平的燃烧生物质的循环流化床锅炉公司，最大发电量达 30 万 kW。该公司可提供的生物质发电机组的功率为 3～47MW，生产的发电设备主要利用木材加工业、造纸业的废弃物为燃料，废弃物的最高含水量可达 60%。国内哈尔滨工业大学、浙江大学也开展了生物质直燃流化床锅炉方面的研究，取得了较好的成果。

（2）汽轮机系统。汽轮机是完成蒸汽热能转换为机械能的基本部分，和锅炉、发电机一样是火力发电厂最基本的三大设备之一。汽轮机是以水蒸气为工质，将热能转变为机械能的外燃高速旋转式原动机。由于生物质电厂机组规模较小，考虑供热设计，目前较多采用高压高温单缸抽凝汽式汽轮机或者背压式汽轮机。汽轮机设备及系统包括汽轮机本体、调节保安油系统、辅助设备等。汽轮机本体由汽轮机的转子和静子组成；调节保安油系统主要包括调节汽阀、调速器、调速传动机构、主油泵、油箱、安全保护装置等；辅助设备主要包括凝汽器、抽气器（或水环真空泵）、高压加热器、低压加热器、除氧器、给水泵、凝结水泵、循环水泵等。

（3）发电机。汽轮发电机是现代发电厂的主要设备之一，在电力系统中，交流电能几乎都是由同步发电机发出的。同步发电机是利用电磁感应原理将机械能转换为电能的设备，生物发电厂一般采用隐极式三相交流同步发电机。发电机转子带有励磁绕组，励磁系统投入给绕组通以直流电，建立发电机磁场。当转子由汽轮机带动旋转时，产生旋转磁场。发电机定子上带有定子绕组，切割旋转磁场的磁力线，于是定子绕组上感应出电动势。当其接通用电设备时，定子绕组即产生三相电流，发出电能。

（4）燃料输送系统。燃料输送系统将收购并且送入厂区的生物质燃料输送到锅炉料仓。由于生物质燃料自身的特性，如密度、湿度和堆积角等参数和煤相比有其特殊性，因此并不能将燃煤锅炉的输煤系统直接应用到农林生物质电厂燃料输送系统中。目前我国根据各地农林生物质发电厂的情况，自主研发了若干种燃料输送系统，具体内容将在下一节中阐述。

（5）化学水处理系统。在火力发电厂中，水是整个热力系统的工作介质，为了保证锅炉、汽轮机的正常运行，锅炉和汽轮机对所用水的质量要求比较严格。长期的实践使人们认识到，热力系统中水的品质，是影响发电厂热力设备

（锅炉、汽轮机等）安全、经济运行的重要因素之一。没有经过净化处理的天然水含有许多杂质，这种水如进入水汽循环系统，将会造成各种危害。化学水处理系统就是为了保证热力系统各部分有良好的水汽品质，以防止热力设备的结垢、积盐和腐蚀。因此，在热力发电厂中，化学水处理工作对保证发电厂的安全、经济运行具有十分重要的意义。

目前农林生物质直燃发电厂的化学水处理系统主要采用多级过滤、反渗透与混合型离子交换除盐系统，也有的采用多级过滤、反渗透与电渗析除盐系统。前一种成本较低，应用较广，但是工艺较复杂，混床离子交换树脂需要再生而停机。后一种为新技术，成本较高，但工艺简单易于实行自动化控制，且离子交换树脂不需化学再生。

（6）环境保护系统。由于农林生物质自身在环境保护方面的优势，锅炉尾部烟气硫含量很低，无需设置脱硫设备，只需要配备旋风除尘器和布袋除尘器将烟气中的粉尘收集，使其粉尘含量符合国家标准即可排向大气。目前农林生物质直燃发电厂多采用长袋脉冲除尘器，它是在常规短袋脉冲除尘器的基础上发展起来的一种新型、高效的袋式除尘器。它不仅综合了分室反吹和脉冲喷吹清灰的优点，而且加长了滤袋，可以充分发挥压缩空气强力喷吹清灰的作用。该类除尘器还克服了分室反吹清灰强度较低，脉冲喷吹清灰与粉尘过滤同时进行的缺点，防止了粉尘再附与失控问题，从而可提高过滤速度，节省清灰能耗和延长滤袋的寿命。

### 5.4.3 生物质直接燃烧发电的生产过程

生物质直接燃烧发电系统，就是一个以秸秆等生物质为燃料的火力发电厂，其生产过程概括起来如下：先将秸秆等生物质加工成适于锅炉燃烧的形式（粉状或块状）送入锅炉内充分燃烧，使储存于生物质燃料中的化学能转变成热能；锅炉内的水吸热后产生饱和蒸汽，饱和蒸汽在过热器内继续加热成过热蒸汽进入汽轮机，驱动汽轮发电机组转子旋转，将蒸汽的内能转换成机械能，最后由发电机将机械能变成电能，其生产过程见图 5-4。

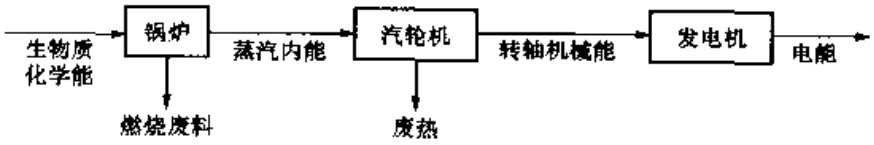



图 5-4 生物质直接燃烧发电生产过程图

### 5.4.4 生物质直接燃烧发电生产系统

生物质直接燃烧发电主要生产系统包括燃烧系统、汽水系统和电气系统。

生物质直接燃烧发电燃烧系统由锅炉的燃烧部分、生物质加工及传输系统和除灰、除尘、除渣等部分组成，见图 5-5。

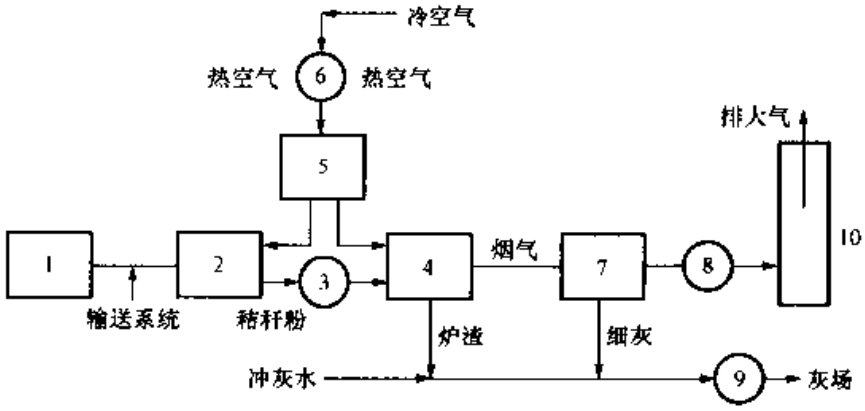



图 5-5　燃烧系统

1—生物质现场储存区；2—生物质粉碎系统；3—排粉风机；4—锅炉；5—空气预热器；6—送风机；7—除尘器；8- 引风机；9—灰渣泵；10—烟囱

生物质直接燃烧发电汽水系统由锅炉、汽轮机、凝汽器、给水泵以及化学水处理和冷却水系统组成，见第 4 章图 4-16。

生物质直接燃烧发电电气系统由发电机、变压器、高低压配电装置等组成，见第 4 章图 4-17。

上述生产系统除燃烧系统与一般火力发电厂略有不同，其余汽水系统及电气系统均与一般火力发电厂完全相同。

### 5.4.5　生物质直接燃烧发电技术经济指标

根据国外完成的生物质直接燃烧电厂的建设情况和中国现有技术基础，生物质直接燃烧电厂的技术经济指标与电厂的规模关系很大。对于 6MW 和 25MW 的生物质直燃电厂，其技术经济指标如表 5-6 和表 5-7 所示。

**表 5-6　　6MW、25MW 生物质直燃电厂技术经济指标**

| 技术经济指标 | 6MW | 25MW |
|---|---|---|
| 发电参数 | 3.43MPa/435℃ | 3.43MPa/435℃ |
| 长期运行负荷（%） | 95 | 95 |
| 运行时间（h） | 7500 | 7500 |
| 锅炉燃烧效率（%） | 85 | 90 |
| 蒸汽轮机效率（%） | 22.9 | 24.5 |
| 系统发电效率（%） | 19.5 | 22.1 |
| 自用电率（%） | 8.0 | 8.0 |
| 运行人员（人） | 80 | 120 |

表 5-7 6MW、25MW 秸秆直接燃烧经济效益估算

| 项　　目 | 单　　位 | 6MW | 6MW | 25MW | 25MW |
|---|---|---|---|---|---|
| 设备来源 | | 进口 | 国产 | 进口 | 国产 |
| 项目单位投资 | 元/kW | 12000 | 6500 | 10000 | 6000 |
| 项目总投资 | 万元 | 7200 | 3900 | 25000 | 15000 |
| 系统热效率 | % | 22.0 | 19.5 | 25 | 22.1 |
| 自用电率 | % | 10 | 10 | 8 | 8 |
| 秸秆热值 | kcal/kg（kJ/kg） | 3100.0（12975.05） | 3100.0（12975.05） | 3100.0（12975.05） | 3100.0（12975.05） |
| 秸秆价格 | 元/t | 170.0 | 170.0 | 190.0 | 190.0 |
| 运行时间 | h/年 | 7500 | 7500 | 7500 | 7500 |
| 总发电量 | 万 kWh/年 | 4275 | 4275 | 17812 | 17812 |
| 可售电量 | kWh/年 | 3847 | 3847 | 14250 | 14250 |
| 秸秆总用量 | t/年 | 53865 | 60705 | 197713 | 224431 |
| 秸秆总费用 | 万元/年 | 915.7 | 1032.0 | 3756.5 | 4264.2 |
| 人工开支 | 万元/年 | 240.0 | 240.0 | 360.0 | 360.0 |
| 维护开支 | 万元/年 | 72.0 | 60.0 | 250.0 | 150.0 |
| 耗材开支 | 万元/年 | 215.0 | 215.0 | 890 | 890 |
| 管理开支 | 万元/年 | 50.0 | 50.0 | 50.0 | 50.0 |
| 年总成本 | 万元/年 | 1489.7 | 1597.0 | 5306.5 | 5714.2 |
| 直接发电成本 | 元/kWh | 0.387 | 0.415 | 0.372 | 0.401 |
| 电价 | 元/kWh | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| 年产值 | 万元/年 | 1923.5 | 1923.5 | 7125.0 | 7125.0 |
| 年毛利 | 万元/年 | 433.8 | 326.5 | 1819.0 | 1411.0 |
| 投资回收期 | 年 | >20 | 15.5 | 18.7 | 13.5 |

由以上的分析结果可知，生物质直燃发电系统采用国外设备时单位投资很高，资金投入量要求很大，虽然效率较高，运行成本和综合发电成本相对较低，但投资回收期较长；采用国产设备时投资较低，但效率也较低。对于较大规模（大于 20MW）的直接燃烧发电电厂，由于可采用高参数的发电设备，在原料价格较高时，可能这种电厂经济效益尚好。但在规模相对较小时（小于 10MW），由于发电参数的限制，这种电厂的效率也很低，总体的经济性较差。所以生物质直接燃烧发电比较适合于原料非常集中的地区，以便可以采用高参数发电设备的大规模电厂，同时必须有资金实力非常雄厚的投资者提供大量资金。

### 5.4.6 农林生物质直接燃烧发电特点及存在的问题

农林生物质直接燃烧发电与传统的燃煤发电相比，具有如下特点：

（1）生物质是一种可再生的绿色能源，使人类有希望摆脱化石原料可能枯竭的威胁及大规模使用化石燃料带来的环境污染问题。

（2）与煤相比，生物质几乎不含硫，秸秆的平均含硫量只有 0.38%，远低于电厂用煤的平均含硫量 1%，无需配备昂贵的脱硫装置。

（3）灰分易于收集，无需配备静电除尘器而节约厂用电，而且灰渣可以作为优质钾肥还田。生物质被誉为绿色煤炭，植物在生长过程中吸收大气中的二氧化碳，在其燃烧时又会释放出二氧化碳。相对于燃用化石燃料会向大气中排放大量的二氧化碳，生物质的燃烧不会引起大气中二氧化碳的增加，这称之为二氧化碳“零排放”。

（4）《京都议定书》规定了工业化国家的温室气体减排义务，工业化国家的政府或者私人经济实体，可以在发展中国家开展温室气体减排项目，并据此获得“经核准的减排量”，工业化国家可以用所获得的减排量来抵减本国的温室气体减排义务。因此，温室气体减排量可以作为金融单位在国际金融市场上流通。可见，发展农林生物质直接燃烧发电不仅会为国家乃至整个世界带来良好的社会效益，还会为投资方带来可观的经济效益。

由于采用了农林生物质为燃料，生物质电厂也暴露出了如下问题。

（1）对生物质燃烧特性研究不足。与电厂用煤相比，秸秆具有水分和挥发分较高，灰分、热值、灰熔点较低等特点。此外，由于秸秆中碱金属含量较高，某些秸秆如稻草中的氯离子含量较高，增加了烟气对受热面的腐蚀速度。这要求我们加强对生物质燃烧特性的研究，在设计建造锅炉时充分考虑各种不利因素的影响。

（2）缺乏核心技术和设备。到目前为止，用于生物质焚烧发电的锅炉及燃料输送系统的技术和设备均产自国外，或委托国内厂家制造，因此，该问题成为制约我国发展生物质发电事业的关键因素。同时，由于国内外生产运输方式、工作习惯和文化的差异，对引进的技术和设备不能完全吸收及高效使用，使机组无法安全稳发、满发。另外，由于缺乏核心技术及备品配件，投产后的生物质发电企业很有可能将长时间受制于国外企业。

（3）发电运营成本偏高。据国外生物质发电厂运行实绩统计和国内权威部门测算，生物质发电成本远高于常规能源发电成本，约为煤电的 1.5 倍。成本高的原因来自：①初期投入高，生物质发电投入成本为 10000 元/kW 左右，而常规火电投资仅为 6000 元/kW 左右；②机组热效率低于常规火电，现在新建的常规火电机组容量一般都在 300MW 以上，而国内可建的生物质发电机组最大容量仅为 30MW；③燃料成本较高，由于生物质秸秆燃料发热量大大低于煤炭，

且密度小，巨大的运输成本会导致燃料成本偏高。

（4）生物质秸秆燃料组织困难。

1）收购难。农民出售秸秆的意识不强，存在惜售心理。尤其是经济较发达的地区，因秸秆收购价格不可能太高，往往达不到农民的期望价格，影响农民出售秸秆的积极性，农村收集秸秆的力量不足。农作物秸秆收购往往集中在农忙季节，农民忙于收种，加上大量农村青壮年劳动力已转移到城市务工，仅剩下老弱妇幼，农村剩余劳动力不足。所以农民较多地将秸秆在田间焚烧或推下河道；农村缺乏秸秆收购组织机构或有一定经济实力的农民经纪人，且无成熟模式或经验可循。

2）储存难。由于农作物秸秆收购具有很强的季节性要求，不能做到均衡连续的收购。生物质发电企业一般至少需储存半年的秸秆量，如1台30 MW的机组需储存15万t秸秆燃料。同时。农作物秸秆密度较小，堆放存储场地要求较大，还需进行防雨、防潮湿、防火和防雷设施建设，故占用土地多，投资建设费用和维护费用大。

3）运输难。生物质秸秆密度小，运输量巨大，对公路运输容量会形成压力。为方便运输、节约费用，需在田间地头对秸秆打包。必须投入大量资金购买较大量的打包机，且所打包块需符合锅炉燃料系统的技术要求。此外，我国农村运输工具多为小型拖拉机和农用运输车，对国外燃料系统设计使用所要求的大型包块难以运输；同时，打包用的打包带为生物质材料，可能经受不住多次倒运的需要。

## 5.5 农林生物质直燃发电关键设备与关键技术

### 5.5.1 农林生物质直燃发电关键设备

农林生物质直燃发电关键设备主要指生物质直燃锅炉技术和生物质输送系统，而其他方面的设备，如汽轮机、发电机等，与相同规模的燃煤锅炉基本没有区别，能够实现设备国产化。在国内，由于以前不重视秸秆资源的直燃发电技术，所以目前还不具备大容量秸秆锅炉的研发制造技术，国内投资建设的生物质能发电工程所采用的锅炉技术主要依赖于进口。因此，我们要加大力度引进、消化吸收国际最先进的生物质能发电锅炉技术，完成设备国产化。

#### 5.5.1.1 生物质直燃锅炉技术

秸秆直接燃烧发电技术是将秸秆直接送往锅炉中燃烧，产生高温、高压蒸汽推动蒸汽轮机做功发电。相比秸秆气化发电技术，直燃发电技术具有结构简单、投资省、易于大型化等优点。目前，在国内主要推广的是秸秆直接燃烧发

电技术。与电厂用煤相比，秸秆具有水分和挥发分较高，灰分、热值、灰熔点较低等特点，因此与煤粉的燃烧不相同。此外，由于秸秆中碱金属含量较高，某些秸秆如稻草中的氯元素和碱金属含量较高，增加了烟气对受热面的腐蚀速度，秸秆燃烧时还必须考虑这些不利因素的影响。用于秸秆发电的燃烧技术主要有炉排燃烧技术和循环流化床燃烧技术。

（1）炉排焚烧炉。该炉型是当前各国采用比较多的炉型，也是开发最早的炉型。它采用活动式炉排，可使焚烧操作连续化、自动化，是目前使用十分广泛的一种炉型。该炉型的核心部分是炉排，炉排形式主要有逆折移动式、链条式、逆动翻转式、马丁反推式、阶段往复摇动式、DBA 滚筒机械、阶梯往复式、底特律型等，图 5-6 所示为几种常见的炉排形式。炉排的布置、尺寸、形状随着生物质水分、热值的差异以及制造厂的不同而不同。炉排有水平布置，

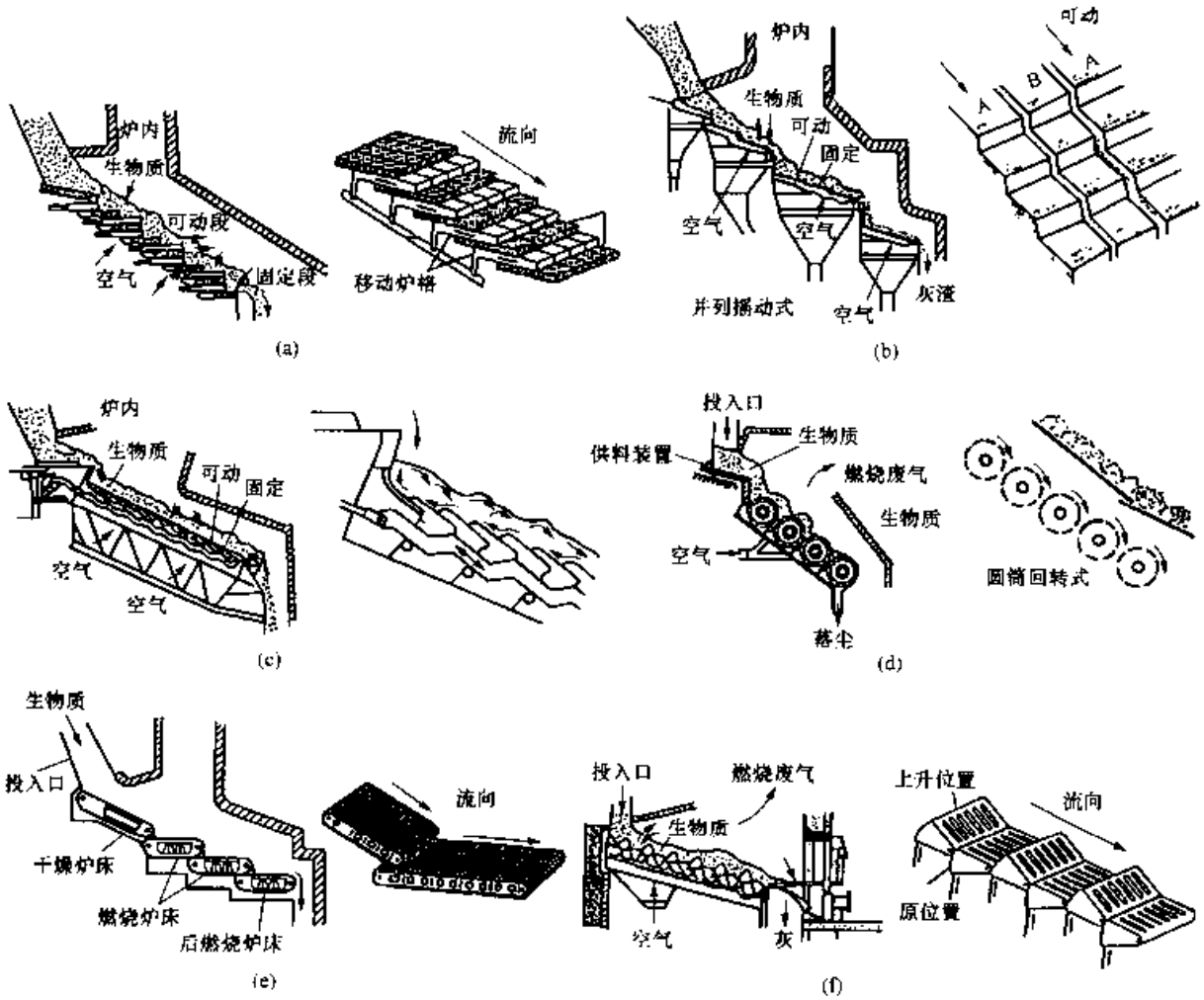



图 5-6　炉排焚烧炉炉排形式

（a）阶梯往复式；（b）并列摇动式；（c）逆折动式（反向折动式）；
（d）旋转滚筒式；（e）移动床式；（f）摇滚式

也有呈倾斜面 15°～26° 布置，炉排的设计分为预热段、燃烧段、燃尽段，段与段之间有 1m 左右的垂直落差，也可没有落差。但炉排片通常由固定和运动炉排相间布置，炉排片用铬钢浇铸精加工制成。炉排下部为宫式冷风槽道，一次风通过炉排片间隙时冷却炉排片，并从炉排片前端以及侧面进入炉排片上部，一次风同时还可以起到吹扫炉排间隙中的生物质及灰渣的作用。

（2）水冷式振动炉排锅炉。现今较大规模的生物质燃烧发电工程主要集中在欧美等一些发达地区，但是由于资源情况的不同，这些燃烧利用工程中大多数以木质类原料如枝条、木片、废弃木材等为主要燃料，仅仅有小部分掺烧部分的农作物秸秆等，而且秸秆的比例往往不高。目前全球范围内较大规模的单一秸秆燃烧技术以北欧的丹麦为代表，丹麦由于国内资源特点和对能源供应可持续性的深刻认识，很早就开始了秸秆大规模燃烧方面的开发和应用。1986 年丹麦议会就通过法令鼓励生物质燃料热电厂的发展，目前，丹麦已建成 100 多家秸秆发电厂，秸秆发电量占全国总发电量的 24%。这批秸秆热电厂规模不同，但共同点是设计燃料为麦秆，燃料运输和储存采用标准的捆包形式，燃烧系统为振动炉排炉；进料采用秸秆捆直接推入炉膛燃烧，或者采用先将秸秆捆分散破碎然后给入炉排上方的方式。

水冷式振动炉床燃烧技术是丹麦 BWE 公司开发的，主要用于燃烧生物质的燃烧技术。BWE 公司的秸秆发电技术已应用在丹麦、瑞典、芬兰、西班牙等国的秸秆电站，锅炉结构简图见图 5-7。其工艺流程是秸秆通过螺旋给料机输送到振动炉排上，秸秆中挥发分首先析出，由炉排上方的热空气点燃。秸秆焦炭由于炉排振动和秸秆连续给料产生的压力不断移动并几进行燃烧。炉排的振动间隔时间可以根据蒸汽的压力、温度等进行调节。灰斗位于振动炉排的末端，燃尽的秸秆灰经过水冷室后排出。燃烧产生的高温烟气依次经过位于炉膛上方、烟道中的过热器，再经过尾部烟道的省煤器和空气预热器后，经除尘排入大气。

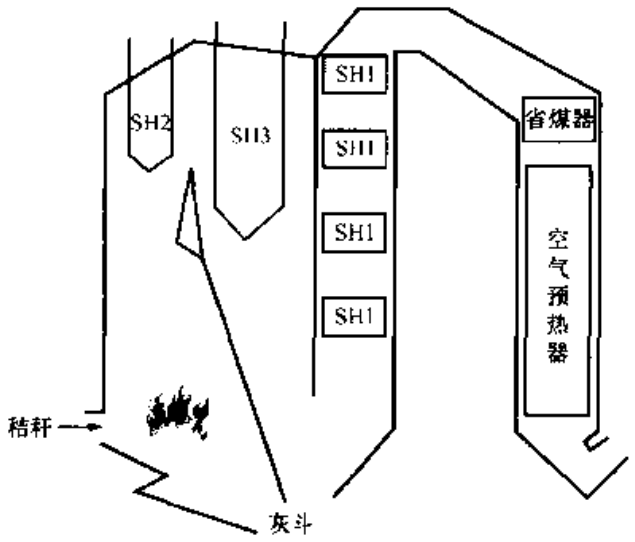


图 5-7 BWE 公司的振动炉床锅炉简图

传统的炉床燃烧技术具有燃料分布不均匀、空气容易短路、燃烧效率低等缺点。水冷式振动炉床采用振动炉排，减小了秸秆在炉排上分布的不均匀性。

秸秆燃烧后灰量较小，采用水冷可以保护炉排不被烧坏；尾部的过热器采用多级并在竖直烟道中的分开布置的方式，可以有效降低碱金属等对受热面的腐蚀。

目前我国正在与 BWE 公司合作，引进其技术在全国各地筹建秸秆发电厂，其中山东单县、高唐，河北威县等多个生物质能发电厂已经投产发电。为了降低成套引进的成本，国内的企业也积极与 BWE 公司合作寻求振动炉床燃烧设备的国产化。

以丹麦为代表的秸秆直接燃料技术也存在一些局限性。首先，从燃烧角度看，振动炉排锅炉是典型的层燃燃烧，适合于燃烧单一稳定的燃料，在燃料适应性方面的潜力有限，燃料品种、燃料物理性质、燃烧性质方面的一些变动就可能造成锅炉工作效率下降甚至危害正常运行。炉排炉对燃料的这种要求，在丹麦国内秸秆供应品种单一，秸秆收集、预处理过程高度标准化的情况下并没有太大问题，但是在我国，情况有所不同。确保燃料供应品种和品质的稳定，特别是对秸秆这种易受气候、地域、采集、运输和人为因素影响的燃料，是一项非常具有挑战性的工作。其次，秸秆作为燃料的特殊性突出体现在碱金属和氯引发的受热面沉积、结渣和高温腐蚀等方面，秸秆燃烧过程中表现出来的严重的碱金属问题是限制其进一步发展的重要因素。

（3）循化流化床锅炉。流化床燃烧是固体燃料颗粒在炉床内经气体流化后进行燃烧的技术。当气流流过一个固体颗粒的床层时，若其流速达到使气流流阻压降等于固体颗粒层的重力时（即达到临界流化速度），固体床本身会变得像流体一样，原来高低不平的界面会自动地流出一个水平面来。换句话说，固体床料已经被流态化了，流化床燃烧即利用了这一现象（流化床燃烧的床料包括化石燃料、废物和各种生物质燃料）。如果把气流流速进一步加大，气体会在已经流化的床料中形成气泡，从已流化的固体颗粒中上升，到流化的固体颗粒的界面时，气泡会穿过界面而破裂，就像水在沸腾时汽泡穿过水面而破裂一样。因此这样的流化床又称为“沸腾床”、“鼓泡床”。继续加大气流流速，当超过终端速度时，颗粒就会被气流带走，但如将被带走的颗粒通过分离器加以捕集并使之重新返回床中，就能连续不断地操作，成为循环流化床。

循环流化床锅炉技术是 20 世纪 80 年代发展起来的一种新型高效洁净煤燃烧技术。循环流化床锅炉是有大量物料循环的流化床锅炉，其主要特点是有大量的物料被流化并循环燃烧。与常规燃烧方式相比，循环流化床锅炉燃烧技术具有以下优点。

1）燃料适应性广。由于循环流化床锅炉的入炉燃料一般仅占总床料的 1%～3%，而且其燃烧室特殊的流体动力特性，使燃料在进入炉膛后很快地与

大量的炽热床料混合并被迅速加热着火，而床层温度并没有明显降低。因此，CFB 锅炉不仅可以燃用烟煤、褐煤、贫煤、无烟煤等适用于常规锅炉的燃料，而且还可以燃用常规锅炉不能适应的煤矸石、泥煤、石油焦、油页岩、废旧轮胎、垃圾等劣质燃料，对于水分含量很高而发热量偏低且不稳定的农林生物质燃料也可以很好地燃烧。

2）燃烧效率高。燃烧室内流体湍流流动剧烈，炉膛内不存在明显的界面，燃烧区域气—固混合良好，燃烧速率高，且绝大部分未燃颗粒通过颗粒分离设备被回送至炉膛内反复循环燃烧。因此，循环流化床锅炉有较高的燃烧效率，通常可达 97.5%～99.5%，高于鼓泡流化床锅炉，堪与煤粉炉媲美。

3）高效脱硫、低 $NO_x$ 排放。循环流化床锅炉运行温度通常在 850～930℃之间，这是一个理想的脱硫燃烧温度，可以通过在燃烧过程中添加脱硫剂方便地实现炉内脱硫。而且，由于脱硫剂可以在炉内反复循环利用，循环流化床锅炉的脱硫具有较高效率。在 Ca/S 摩尔比约为 1.5～2.5 时，可以实现脱硫效率达 90%左右（取决于煤种及其含硫量），$SO_2$ 的排放量大大降低。另外，CFB 锅炉较低的运行温度和分级送风燃烧方式也使得其 $NO_x$ 的排放浓度很低，只有同容量煤粉炉的 1/3～1/4。

4）燃烧强度高，炉膛截面积小。CFB 锅炉的截面热负荷约为 3.5～4.5 $MW/m^2$，接近或高于煤粉炉。同样热负荷下鼓泡流化床锅炉需要的炉膛截面积要比循环流化床锅炉大 2～3 倍。

5）燃烧稳定，负荷调节范围大，负荷调节快。CFB 锅炉的炉床是个大热池，且炉膛内有大量的循环物料呈流动燃烧状态，锅炉自身的热容量大，不会出现在运行中突然熄火的情况，燃烧稳定；当负荷变化时，只需调节燃料供给量和空气量，不必像鼓泡流化床锅炉那样采用分床压火技术，因此负荷调节范围大。循环流化床锅炉负荷调节比可达 3∶1，不投油最低稳燃负荷可以达到 30%甚至更低，大大低于常规燃煤锅炉；此外，由于炉膛截面风速高和吸热控制容易，CFB 锅炉的负荷调节速率也很快，特别适用于调峰机组。

6）节约水资源，易于实现资源综合利用。CFB 锅炉可以通过将石灰石粉直接送入炉内燃烧的方式而方便地实现脱硫，无需像煤粉炉采用烟气湿法脱硫那样耗用大量宝贵的水资源；另外，由于 CFB 锅炉燃料在燃烧室中强烈混合，多次循环，因此燃烧效率高，灰渣含碳量低，易于实现灰渣的综合利用。

7）投资与运行成本较低。目前，循环流化床锅炉的投资和运行费用略高于常规煤粉锅炉，但比配置脱硫、脱硝装置的煤粉炉低。国外研究结果表明，在无需装设烟气脱硫（FGD）装置时，煤粉炉要比 CFB 锅炉费用低 5%～10%，

而需要 FGD 装置时，则煤粉炉要比 CFB 锅炉费用高 15%～30%。另外，由于 CFB 锅炉可以燃用劣质燃料，燃料成本相应也比煤粉炉低。

循环流化床燃烧技术是一种先进的燃烧技术，十分适合用于秸秆的燃烧。循环流化床一般由炉膛、高温旋风分离器、返料器、换热器等几部分组成，如图 5-8 所示。流化床密相区的床料温度在 800℃左右，热容量较高，即使秸秆的水分高达 50%～60%，进入炉膛后也能稳定燃烧；加上密相区内燃料与空气接触良好，扰动剧烈，燃烧效率较高。

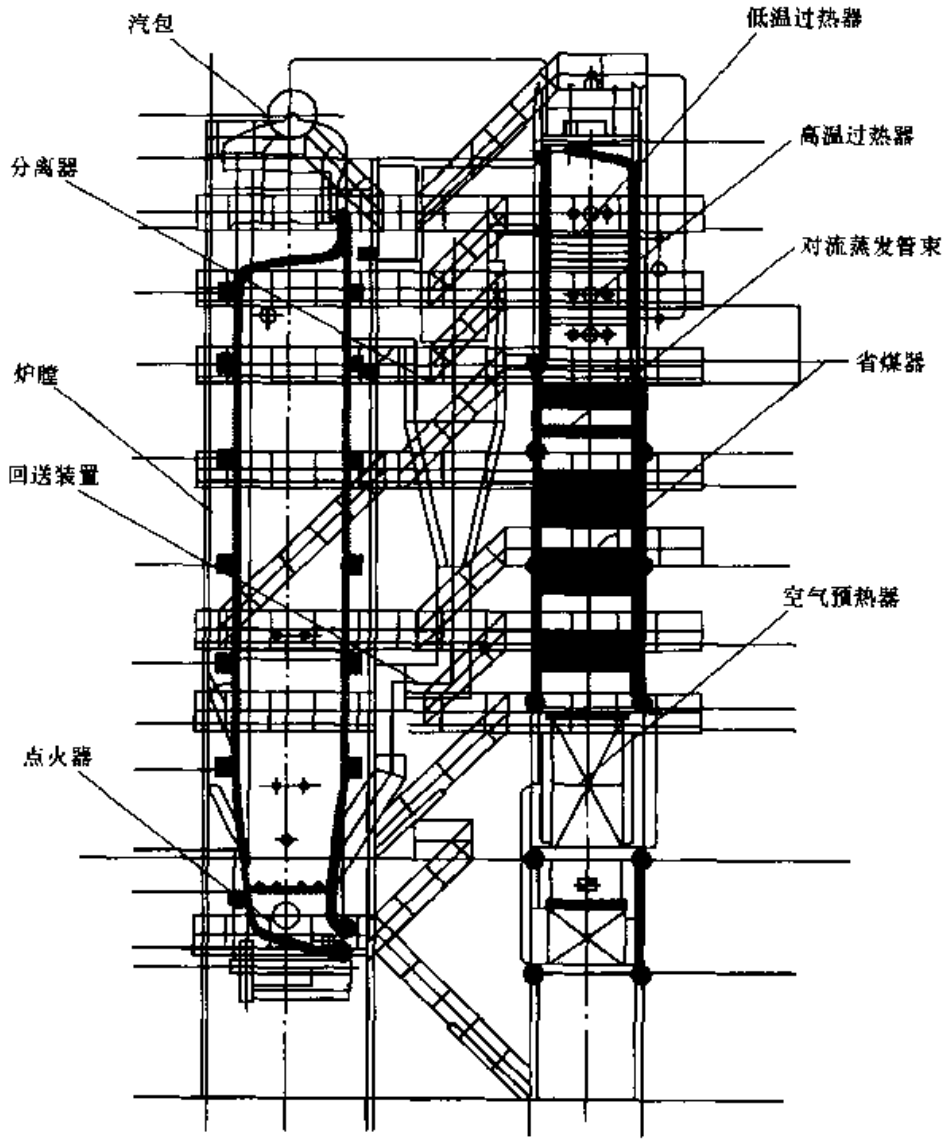



图 5-8　循环流化床结构工艺流程图

流化床燃烧技术具有布风均匀，燃料与空气接触混合良好，$SO_x$、$NO_x$ 排放少等优点，适合燃烧水分过高、低热值的秸秆。目前秸秆的流化床燃烧技术已经工业化，美国爱达荷能源产品公司已生产出燃秸秆的生物质流化床锅炉，蒸

汽出力为 4.5～50t/h。芬兰的 Forum 工程有限公司对流化床燃烧生物质进行了长期的研究，专门针对高碱生物质燃料设计了多台鼓泡流化床锅炉。在国内，哈尔滨工业大学研制开发的流化床锅炉先后安装在泰国、马来西亚等地；浙江大学针对秸秆燃烧灰熔点低、易结渣等特点进行研究，不断改进循环流化床燃烧技术。该校研究人员通过采用特殊风分配及组织方式，保证秸秆的流化燃烧和顺畅排渣，并优化受热面布置，降低碱金属的腐蚀，解决了一系列的难题，目前已处于工业化推广阶段。

浙江大学和中节能（宿迁）生物质能发电有限公司在江苏宿迁联合实施了秸秆燃烧的工程示范项目。这是我国自主开发，完全拥有自主核心技术的示范项目，是我国，同时也是世界上第一台以稻、麦秸秆为单一燃料的循环流化床锅炉。工程总投资 2.48 亿元，装机容量 2×1.2 万 kW（2×75t/h 秸秆锅炉），项目建成后年可发电 1.56 亿 kWh，实现销售收入过亿元；每年可以消化秸秆 17 万 t，增加农民收入 5000 万元。该项目设计燃料为麦秆和稻秆，但实际运行中可能掺烧棉花秆、玉米秆、杨树枝条等。通过精心的设计，该燃烧技术利用流态化低温动力燃烧的特点，最大程度抑制了高碱的秸秆在燃烧中的各种碱金属问题，同时利用高效的物料循环实现了高效的燃烧。得益于流态化燃烧的特性，锅炉对于入炉燃料的品种、水分含量、预处理程度的变化有很强的适应能力，可以最大程度地适应我国生物质燃料供应的实际情况。

#### 5.5.1.2 燃料输送系统

生物质发电厂的燃料主要采用各类秸秆或者速生林，燃料的粉碎等预处理由燃料的收集和储藏单位完成。这里我们讲的燃料输送系统，是指生物质能发电厂内从卸料开始到将燃料送入锅炉料仓结束。由于生物质燃料自身的特性，如密度、湿度和堆积角等参数和煤相比有其特殊性，因此并不能将燃煤锅炉的输煤系统直接应用到农林生物质电厂燃料输送系统中，仍需要研究开发。

根据适应燃料的输送特点，输送系统可分为灰色秸秆（木质）燃料上料系统和黄色秸秆燃料上料系统。

（1）灰色秸秆（木质）燃料上料系统。灰色秸秆（木质）燃料上料系统是指将燃料颗粒运输进电厂，从计量、卸料、储存、装载送料到炉前输送分配的整套系统，由计量系统、卸料系统、储料系统、送料系统、事故系统、辅助设施、附属系统等部分组成。

按装载送料方式不同，该上料系统又分为斗式提升机加皮带式上料系统、一级皮带式上料系统和二级皮带式上料系统。斗式提升机加皮带式上料系统为国外农林生物质直燃发电厂广泛采用的一种灰色秸秆（木质）燃料上料系统，

国内早期使用灰色秸秆（木质）燃料直燃发电的示范电厂也采用这种上料系统。由于一级皮带式上料系统和二级皮带式上料系统结构简单、维护方便、造价较低、适用性能好，现在国内新建农林生物质直燃发电厂一般选用这两种上料方式。以下列举两个系统，具体分析灰色秸秆燃料上料系统的工作过程。

1）系统 1。该系统主要由料仓、事故料斗、斗式提升机、螺旋取料机、移动配仓带、电子汽车衡、双列刮板机、皮带机、带式除铁器、炉前料仓（锅炉给料系统）构成，燃料储存和输送系统如图 5-9 所示。燃料卸入卸料区，有双列刮板机将燃料送入皮带，由斗式提升机将燃料提升至料仓顶部，移动配仓带将燃料洒入料仓。直线螺旋输送机将燃料送入 3、4 号皮带机，进而送入 2 号斗式提升机，最后由炉前的螺旋输送机将燃料送入锅炉料仓。由图 5-11 可以看出，系统配有两条给料线，互为备用；同时还配有事故料斗，保证在事故状态下还能给锅炉输送一定量的燃料，维持锅炉正常运转。

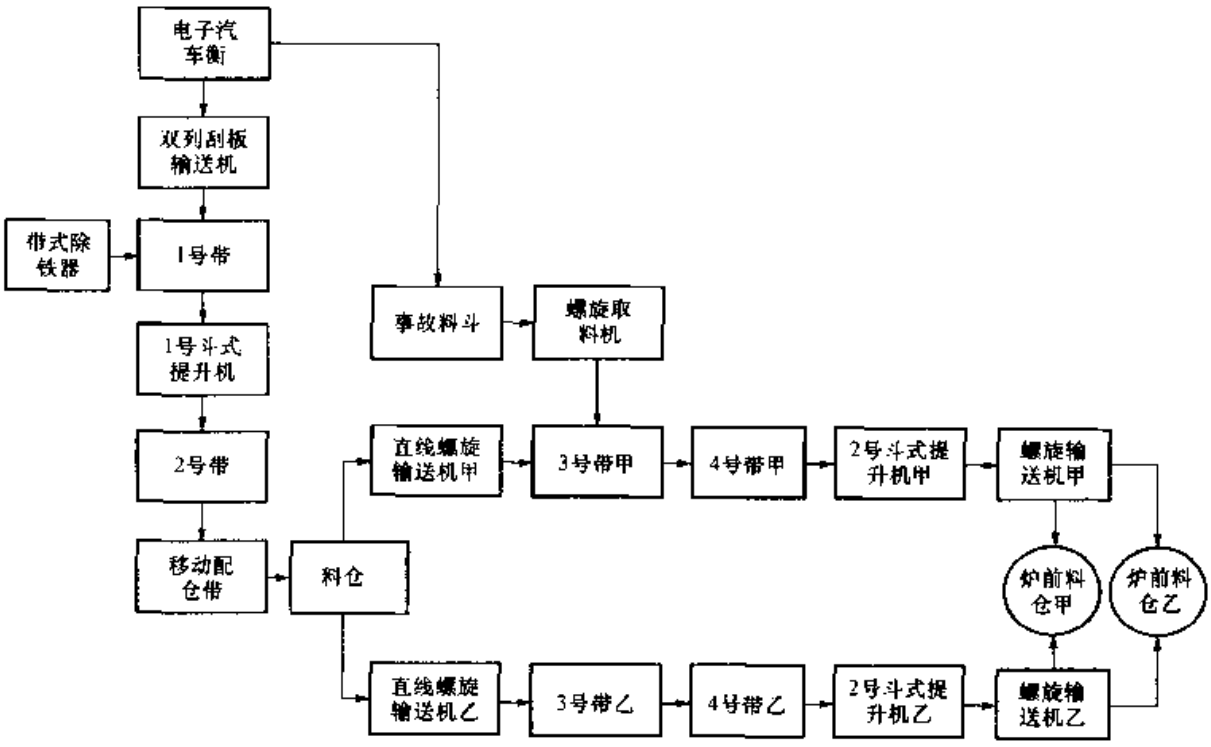



图 5-9　燃料输送系统 1

系统在正常运行时，顺料流启动，逆料流停止；在故障条件下，逆料流保护跳闸。斗式提升机和直线螺旋输料机的转速由锅炉给料机的转速确定，同时把炉前料仓高度作为辅助调整参数，使燃料在满足锅炉负荷的前提下均匀地传输。实际工程应用中发现，此系统过于复杂，尤其是斗式提升机并不适合运送生物质燃料，经常发生堵料现象，影响给料系统的稳定运行。

2）系统 2。该系统由抓斗、料仓（图中未列出）、推料机、破碎机、栈桥皮带和锅炉料仓组成，如图 5-10 所示。厂区来料即为打捆好的燃料，抓斗将燃料抓入料仓暂存，燃料由推料机推入破碎机，经过破碎后进入皮带。料仓和锅炉料仓之间设置有斜拉式的长栈桥皮带，由皮带直接将燃料提升至锅炉料仓的高度，最后送入锅炉料仓。可见此系统和系统 1 相比简化了很多，并且不再采用不适合生物质燃料的斗式提升机；但是斜长栈桥的设计使系统并不是很紧凑。

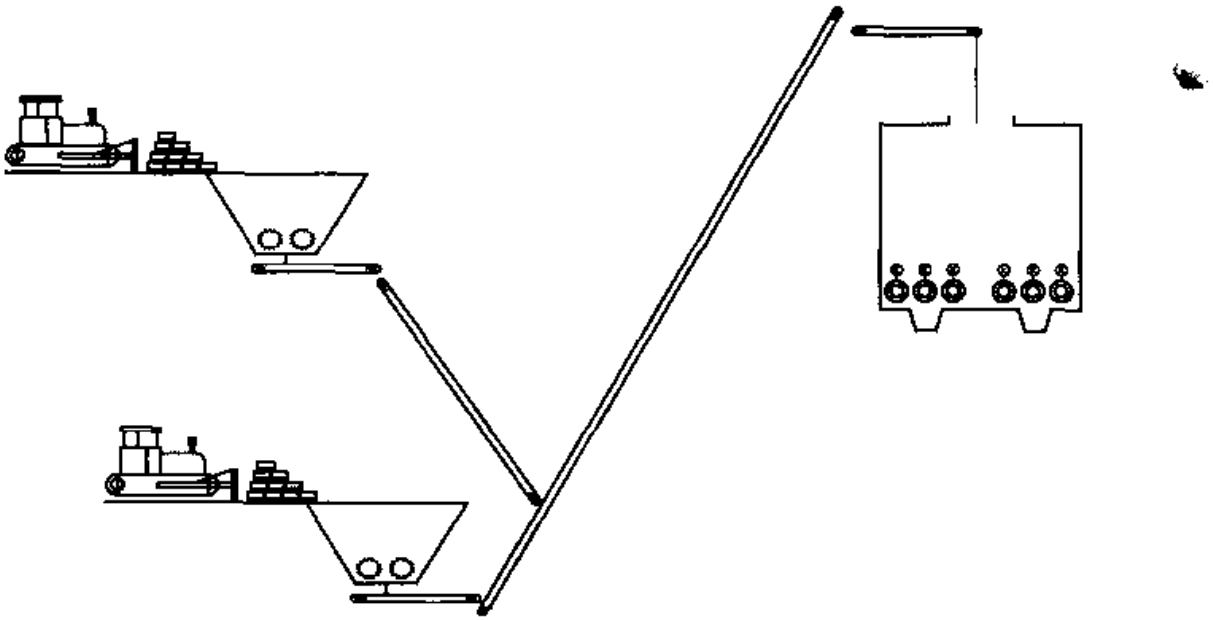


图 5-10 燃料输送系统 2

（2）黄色秸秆燃料上料系统。黄色秸秆上料系统是指将进电厂的黄色秸秆草捆从计量、卸料、储存、装载送料到炉前输送分配的整套系统，包括自动控制桁架移动式取捆和装载上料成套设备、炉前草捆输送分配系统。由于国内农林生物质直燃发电厂大多引进国外成熟的生物质直燃发电锅炉系统，黄色秸秆燃料捆形尺寸和密度相对固定，因而国内外黄色秸秆直燃发电厂所需上料系统原理一致、结构相似。自动控制桁架移动式取捆和装载上料成套设备集计量、卸料、储存、装载送料功能于一体，炉前草捆输送分配系统采用链板式输送分配系统。

### 5.5.2 农林生物质直燃发电关键技术

（1）核心技术和设备。到目前为止，用于生物质焚烧发电的锅炉及燃料输送系统的技术和设备均产自国外，国内尚无制造厂家，这成为制约我国发展生物质发电事业的关键因素。同时，由于国外与我国在生产运输方式、工作习惯和文化等方面的差异，对引进的技术和设备不能完全吸收及高效使用，使机组无法安全稳发、满发。另外，由于缺乏核心技术及备品配件，投产后的生物质

发电企业很有可能将长时间受制于国外企业。解决这些问题的方法为：①在引进国外技术和设备的同时，积极进行消化吸收，并适当进行改进；②加大对生物质发电技术和设备的研究和投入力度，实现装备制造本地化、国产化，以摆脱对国外技术和设备的依赖。

（2）综合自动化系统。目前国内生物质能发电以气化为主，自动化水平非常低，而国外生物质能发电厂自动化系统水平却很高。如丹麦 BWE 生物质能发电技术，其自动控制及自动化产品研发，主要是集成一些国际著名企业的过程控制自动化系统，其中最多的是集成日本横河株式会社的技术及产品，在生产过程控制流程上作二次开发。今后的重点是大型生物质能发电厂综合自动化系统的研制，应通过功能整合，信息共享，实现生物质能发电厂综合管理控制一体化。此部分内容将在下一节中进一步论述。

（3）高效能源植物培育、优化、引进、种植和推广。应研究建立能源植物研究体系，包括能源植物资源收集库、测评体系、选育和改良技术策略、培育技术模式等；发展人工能源植物，用以补充燃料不足和平抑燃料市场价格；研究推广能源植物种植和建立能源植物专类生产区的方式。进行电厂用能源植物的全国性调查，利用边际土地种植适合当地和电厂直燃所需的植物，开发应用专门用途的能源植物。通过这些措施，不但可以节省国家巨额的绿化投资，又能带来综合利用的循环经济效益，提高能源植物可持续经营利用，结合贫困地区的扶贫政策，实现综合开发。此外，还应根据全国的生物质电厂的布局及发展趋势，结合不同地区的土壤、降水、气候等实际情况，在全国范围内对速生、高效电厂用的能源植物进行调研工作，为生物质能电厂提供燃料。

（4）生物质电厂排放物综合利用。生物质发电过程中产生大量的灰分，这些灰分以锅炉飞灰和灰渣、炉底灰的形式被收集，灰分中含有丰富的营养成分，如钾、镁、磷和钙，可用作高效农业肥料。中国农田土壤普遍存在“缺磷少钾富氮”状况，随着农业的迅速发展，土壤中钾含量严重失衡。长期以来中国钾肥主要依赖进口，合理开发利用丰富的生物质资源中的钾，具有良好的市场前景，并可为中国丰富的生物质能资源寻找出路，治理秸秆焚烧污染，发展循环经济，促进农田生态系统的生物地球化学元素循环。还应将生物质发电厂灰渣进行综合利用，开展建设生物质肥料厂的可行性研究、技术方案的研究、样本测试和方案设计等。最终目标是建设与生物电厂配套的生物质肥料厂，使产业链得到有效延伸。

（5）生物质电厂产业标准化。实现设计和设备选型标准化，以及将来的电

厂运行标准化（包括软件等），并逐步建立电厂设计标准、建设标准、运行标准、经营管理标准，以及燃料消防、处理、存储标准。实施标准化战略和集约化采购，实现设计和设备选型标准化，缩短项目建设周期，降低工程造价。实现项目设计、招标、建设的规范化、标准化、批量化，在电厂运行过程中，对电厂岗位配置、运行规程实施标准化，降低运营成本，提高项目赢利能力。

（6）生物质燃料检测标准。对燃料品质的检验是燃料利用的基础，对于发电锅炉，由于安全和提高燃烧效率等方面的考虑，在燃料入炉前更需要了解燃料的品质。考虑到具体情况、电厂的需要以及今后国内的需要，应该尽快通过大量的研究试验，建立准确可靠的生物质燃料检验方法。需要制定检测标准，第一阶段制定标准的项目包括：含水量、燃料制样、发热量、工业分析、元素分析，以及硫、氯、灰成分；第二阶段制定标准的项目包括汞、铬、铅等的测定标准。

（7）CDM 项目研究。对清洁发展机制（Clean Development Mechanism）在国内外的学术动态和业务进展进行跟踪和研究，探索二氧化碳减排量的计算方式和出口途径。

（8）燃煤小火电厂改造成生物质发电厂示范工程。为实现能源的可持续开发，盘活闲置或休克状态的燃煤小火电厂，应对燃煤小火电厂锅炉改造成生物质能发电锅炉进行技术研究。一是研究秸秆和燃煤混烧锅炉改造技术问题；二是研究技改后电价、税收等优惠政策的争取；三是研究生物质能燃料和常规燃料混烧时的合理运行方式。对燃煤小火电机组原有的煤粉炉进行适当改造，将燃煤和秸秆混烧。盘活大量的闲置或休克状态的小火电厂的“壳”资源，既节约了社会资源，又有利于社会稳定和环境保护，符合当前建设资源节约型、环境友好型和谐社会的方向。

（9）研究生物质燃料深加工。

1）高效廉价的颗粒压缩技术的研发。世界范围内，生物质能应用的瓶颈主要是原料储运、压缩成本过高。利用把生物质能原料压缩成高密度的成型燃料，可以有效解决燃料的采集、存储、运输问题。只要能有效控制降低成本，就能解决生物质能源替代煤的经济性和实用性问题，从而建设超过 100MW 的大装机容量生物质能发电机组。因此，加强生物质能燃料颗粒压缩技术的研究，以及利用压缩颗粒建设大装机容量发电机组的研究，将带来可再生能源事业的革命。重点则是研究生物质能燃料各种颗粒成型技术，探索一种简单、低成本的生物质能燃料颗粒压缩技术，解决生物质能源替代煤的经济性和实用性问题。

2）压缩颗粒燃料的储运。研究压缩颗粒燃料的燃烧特性及生物特性，根据其特性探索压缩颗粒燃料的储运和调度机制，有效解决燃料的采集、存储、

运输问题。

3）压缩颗粒燃料燃烧技术。研究生物质能压缩颗粒燃料在生物质能发电中掺烧的锅炉技术，提高其燃烧的效率，从而建设超过 100MW 的大装机容量生物质能发电机组，加快生物质能发电事业的发展步伐。建立国家级生物质能燃料颗粒压缩技术研究中心，推动生物质能压缩颗粒燃料的产业化、市场化步伐。推动高效节能的民用和工业用燃烧锅炉改造工程，将生物质能压缩颗粒燃料广泛应用于民用及工业。

## 5.6 农林生物质直燃发电厂综合自动化系统

近年来，生物质发电在发达国家已受到广泛重视，在奥地利、丹麦、芬兰、法国、挪威、瑞典和美国等国家，生物质能在总能源消耗中所占的比例增加相当迅速。在生物质发电领域，目前最大的供应商是丹麦的 BWE 公司，其自动控制及自动化产品研发主要是集成一些国际著名企业的过程控制自动化系统，其中最多的是集成日本横河株式会社的技术及产品，在生产过程控制流程上作二次开发。

目前国内生物质能发电自动化水平较低，由于生物质能发电厂在规模上要远小于当前的燃煤火电厂，所以完全可以通过功能整合，信息共享，实现管理控制一体化，从而实现最优的运行方式，综合各子自动化系统，实现整个生物质能发电厂的系统协调监控。因此，国内今后建设的大型生物质能发电厂应该体现出很高的自动化水平，实现简单、可靠、实用、灵活、高标准、一体化、综合化的自动化控制，这有利于发电厂的安全、稳定、经济运行，提高能源利用率。

### 5.6.1 综合自动化系统的构成及功能

#### 5.6.1.1 系统构成

根据秸秆发电项目的特点并结合我国自动化控制的发展趋势，自动化控制系统可以采用分级控制，综合自动化系统结构如图 5-11 所示。

综合自动化系统可分为三个控制层次，即站控层、中间层和间隔层。

（1）站控层。站控层接收中间层传输的各类信息，并将运行人员的指令下发到相应的中间层控制器，是整个系统的人机接口。操作人员通过显示画面，可以实时直观地掌握整个系统的运行情况。为了提高系统可靠性，站控层可以采用双机双网结构，通信采用 100M 高速以太网，两台服务器互为热备用，提高整个系统的实时性、可靠性。控制站实现对工艺过程的数据采集（DAS）、闭环控制（MCS）、开环顺序控制（SCS）及连锁保护等功能。站控层设有工程师站和操作员站。

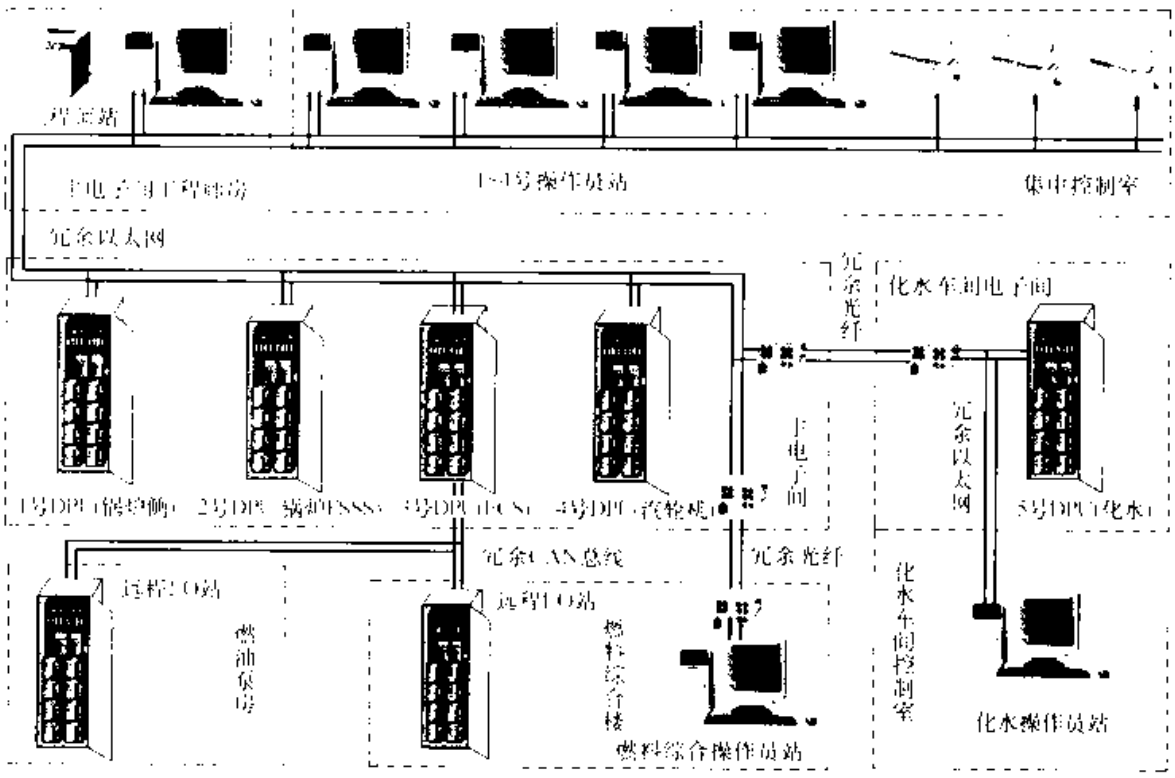



图 5-11 综合自动化系统结构示意图

操作员站是运行人员与控制系统的主要人机接口，根据监控范围，设置 4 套操作员站，每套操作员站设置双 CRT。4 套操作员站互为备用，操作员站的配置具有冗余功能，即任一操作员站的故障不会导致失去人机接口功能。

工程师站主要用于控制策略的组态和修改，以及参数的重新整定（设定值的整定由操作员站完成），投入运行后工作量很小，只需设置一台。

（2）中间层。中间层是整个自动化控制系统的桥梁，负责收集间隔层传输的各类信息，运行相应的控制逻辑，同时将各类信息传输到站控层，并且负责接收站控层的各项指令，触发相应的逻辑流程。中间层也可以采用双机双网结构，通信采用 10M/100M 自适应以太网，两台前置控制器互为热备用，能够保证系统可利用率不低于 99.9%。通信总线完成各站之间的数据通信，实现数据共享，亦采用冗余配置。

（3）间隔层。间隔层主要负责实时采集现场设备的信息，并将采集到的信息传送到中间层，是整个自动化控制系统的基础。该层可以采用安全性较高的 PLC 或 PCC 进行配置，使整个系统具有较高的可靠性。间隔层可以根据现场一次设备的安装配置情况，采用不同的网络配置，较常见的有以太网、CAN 总线、远程 IO 等配置方式。间隔层常见的几种配置方案如图 5-12～图 5-15 所示。

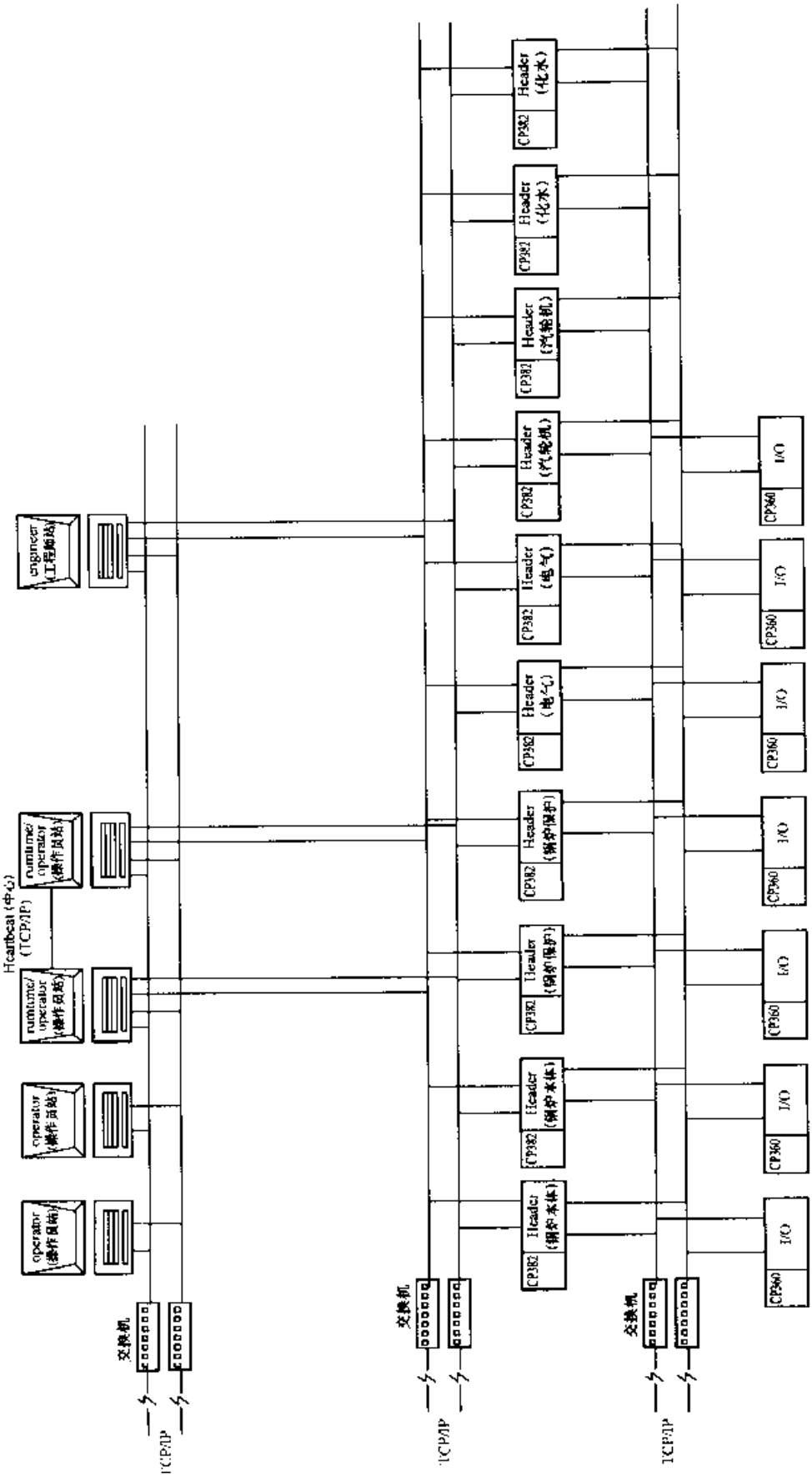



图 5-12 I/O 站双以太网配置

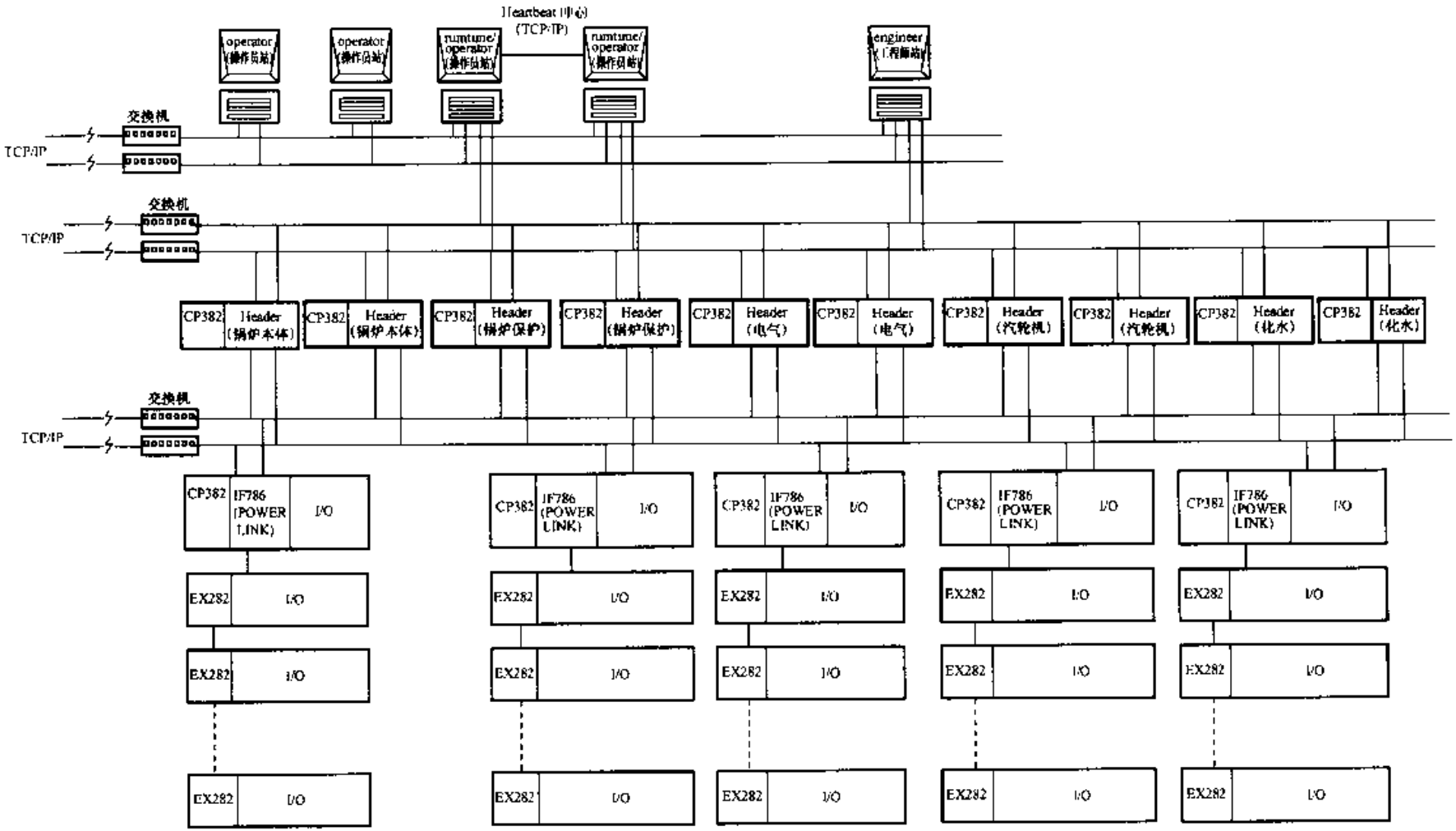



图 5-13　I/O 站星型 POWER LINK 配置

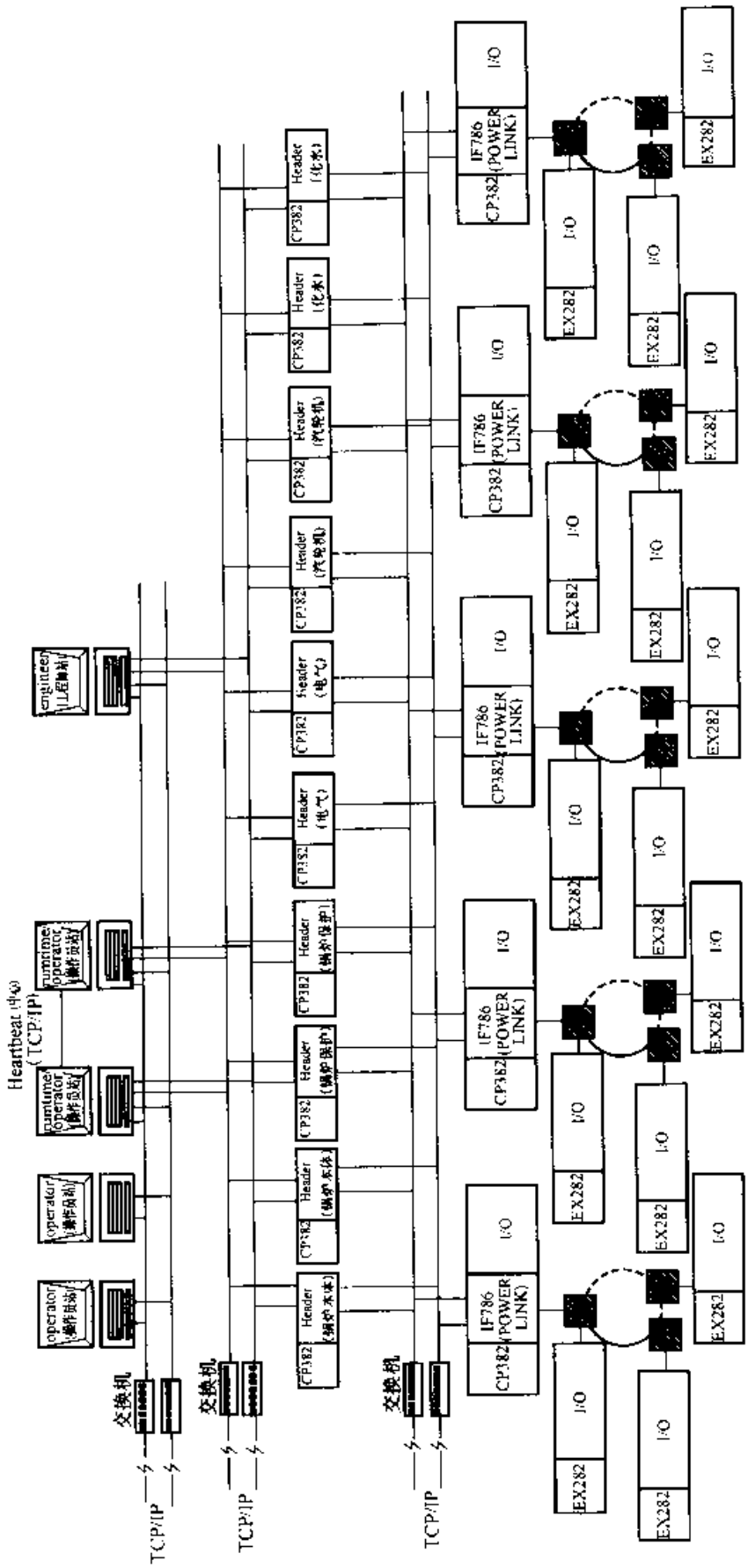



图 5-14 I/O 站环型 POWER LINK 配置

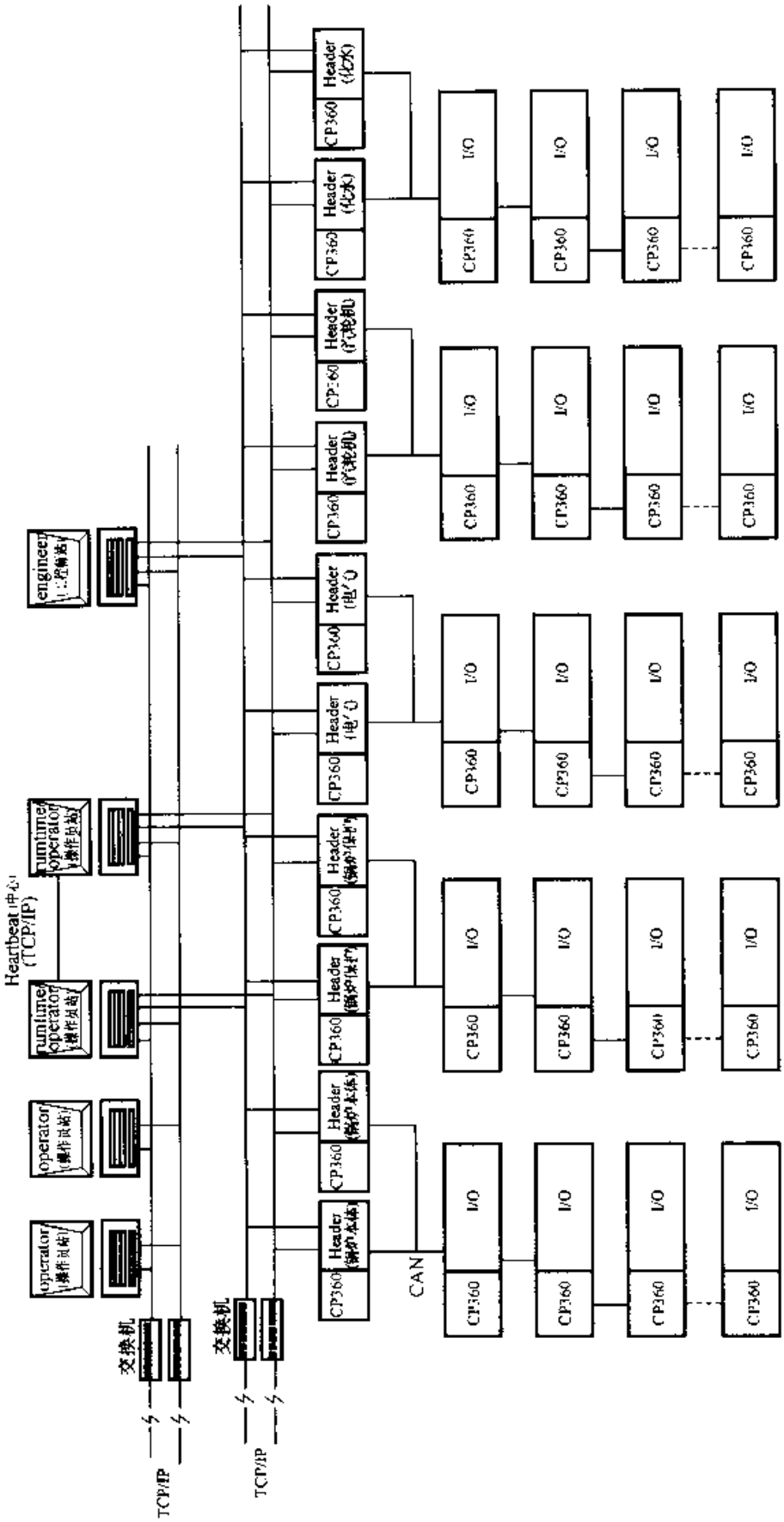



图 5-15 I/O 站 CAN 配置

I/O 站双以太网配置方式安全性最高，技术成熟，但是此种配置方案的成本太高，不易广泛推广采用。

I/O 站星型 POWER LINK 配置方式技术成熟，其拓展方式使得 I/O 站越多成本越低，但是和双以太网配置比较，其可靠性略低。

I/O 站环型 POWER LINK 配置方式的优点是技术成熟且安全性较高，其成本在第一、二种配置方式之间。

I/O 站 CAN 配置方式应用项目较多，在 I/O 站数较少的情况下成本较低；但是容易发生通信问题，且在 I/O 站数较多的情况下成本较高。

5.6.1.2 控制方式

根据生物质能发电厂工艺流程和运行特点，综合自动化系统一般采用如下控制方式：

（1）设置全厂集中控制室，对锅炉、汽轮发电机组及相应热力系统、厂用电系统和电气出线采用一套综合监控系统进行集中监视和控制。在集中控制室内以彩色 CRT/键盘作为主要的监视和控制手段，实现炉、机、电一体化的监视与控制；还设有紧急按钮和少量的常规仪表，以便在综合监控系统全部故障时，能进行紧急停炉、停机操作，并使炉内秸秆燃尽。在控制室设有工业电视系统，可对秸秆卸料区的操作和对炉内燃烧过程等进行监视。

（2）对厂内一些相对独立的辅助系统，如布袋除尘器、化学水等，在就地设有独立的控制设备和人机操作接口。该措施用于调试、启动和异常时在就地进行监视和操作，可实现正常运行时无人值守，采用通信接口方式或将辅助控制系统的上位机远距离设在集中控制室方式，在集中控制室进行监视和操作。

（3）综合监控系统留有与厂级生产信息管理网的接口，厂级管理人员可在 Web 上调察主要运行参数和状态。

5.6.1.3 综合自动化系统的监视控制范围

生物质能发电厂综合自动化系统的监控范围包括以下内容：

（1）秸秆燃烧线（包括燃烧炉、烟风系统、灰渣系统等）。

（2）热力系统（包括除氧给水系统、疏水系统、蒸汽系统、循环水系统等）。

（3）汽轮发电机组。

（4）燃油泵房。

（5）发电机—变压器组。

（6）厂用电系统及出线。

（7）化学水及其废水处理程控系统。

综合自动化系统与电厂其他相对独立的控制系统，采用硬接线或者通信的

方式进行信息交换的系统如下：

（1）布袋除尘器程控系统。

（2）汽轮机 DEH、ETS 和 TSI 系统。

（3）发电机同期装置（ASS）、自动电压调节器（AVR）、发电机—变压器组保护装置以及厂用电源切换装置等专用装置。

5.6.1.4 综合自动化系统的系统功能

（1）实时准确检测锅炉的运行参数。为全面掌握整个系统的运行工况，监控系统将实时监测并采集锅炉有关的工艺参数、电气参数，以及设备的运行状态等。系统具有丰富的图形库，通过组态可将锅炉的设备图形连同相关的运行参数显示在画面上；除此之外，还能将参数以列表或分组等形式显示出来。

（2）综合分析，及时发出控制指令。监控系统根据监测到的锅炉运行数据，按照设定好的控制策略，发出控制指令，调节锅炉系统设备的运行，从而保证锅炉高效、可靠运行。

（3）诊断故障与报警管理。主控中心可以显示、管理、传送锅炉运行的各种报警信号，从而使锅炉的安全防爆、安全运行等级大大提高。同时，对报警的档案管理可使业主对于锅炉运行的各种问题全面了解。为保证锅炉系统安全、可靠地运行，监控系统将根据所监测的参数进行故障诊断，一旦发生故障，监控系统将及时在操作员屏幕上显示报警点。报警相关的显示功能使用户定义的显示画面与每个点联系起来，这样，当报警发生时，操作员可立即访问该报警点的详细信息和按照所推荐采取的应急措施进行处理。

（4）历史参数记录。监控系统的实时数据库会对锅炉的运行参数进行历史记录，另外，监控系统还设有专门的报警事件日志，用以记录报警、事件信息和操作员的变化等。历史记录的数据根据操作人员的要求，系统可以显示为瞬时值，也可以为某一段时间内的平均值。历史记录的数据可有多种显示方式，例如曲线、特定图形、报表等显示方式；此外，历史记录的数据还可以由以网络为基础的多种应用软件所应用。

（5）计算运行参数。锅炉运行的某些运行参数不能够直接测量，如年运行负荷量、蒸汽耗量、补水量、冷凝水返回量、设备的累积运行时间等。监控系统提供了丰富的处理算法，能够根据所测得的运行参数，将这些导出量计算出来。

（6）彩色闭路遥视系统。该系统可在厂区各个重要位置，如秸秆装卸区、进料斗等处设置必要的摄像装置，以帮助操作人员完成对机组的安全经济运行。

5.6.1.5 系统综合自动化水平

除机组启动前的准备工作和秸秆卸投料及灰渣输送控制外，整套机组的

启动、停止、正常运行和事故处理均能在集中控制室内通过 CRT 及鼠标、键盘完成。

辅助车间正常运行时实现无人值班。

集中控制室内设 3 名运行值班人员（机组及辅助车间启停及运行工况中的少量现场操作由 1 名巡视人员配合完成），实现全厂的运行控制和管理。

机组设计有较完善的模拟量控制系统（MCS），主辅机保护、连锁及以功能组为主的顺序控制（SCS），能满足机组安全、经济运行的需要。

5.6.1.6 综合自动化系统可靠性措施

综合自动化系统采用冗余配置提高系统可靠性，主要包括：

（1）重要的 I/O 通道冗余配置，并分别配置在不同的 I/O 卡上。

（2）控制器及操作员站均采用冗余配置。

（3）连接各分散处理单元、I/O 处理系统、人机接口及系统外设等的数据通信总线冗余配置。冗余的数据通信总线在任何时候都同时工作，保证在各种运行工况下系统的实时性和响应时间。

综合自动化系统具有一定的备用容量：

（1）通信总线负荷率小于或等于 20%。

（2）控制器 CPU 的负荷率小于或等于 60%（最忙时）。

（3）操作员站 CPU 的负荷率小于或等于 40%（最忙时）。

（4）存储器占用容量。内存小于或等于 50%，外存小于或等于 40%。

（5）I/O 模件槽裕量为 15%。

（6）I/O 点裕量为 10%。

（7）系统电源负荷裕量为 40%。

（8）操作员站允许最大标签量至少应为系统过程 I/O 点数的 200%。

5.6.1.7 机组的重要保护和跳闸功能

机组的重要保护和跳闸功能采用独立的多个测量通道，跳闸回路采取二取二或三取二逻辑。

5.6.1.8 综合监控系统监视

分散控制系统监视和控制系统公用的 I/O 信息，应首先引入控制系统的 I/O 通道，并通过通信总线传送至数据处理和监视系统。控制系统与机组保护系统都要使用的过程信息，由各自的 I/O 通道分别引入。

5.6.1.9 综合监控系统与其他系统之间的信息交换

综合监控系统与其他控制、保护装置之间的信息交换采用 I/O 通道时，采取电隔离措施。

5.6.1.10 分散控制自诊断

设置分散控制自诊断的模拟诊断画面或报警窗，以便在综合监控系统故障初期时，能够直观、方便地将故障诊断信息显示，使其故障位置能尽快确定，提高系统的运行可靠性。

5.6.1.11 紧急事故操作手段

当综合监控系统发生全局性或重大故障时，为确保机组紧急安全停机，应设置下列独立于综合监控系统的紧急事故操作手段：

（1）燃烧炉—余热锅炉紧急跳闸。

（2）汽轮机紧急跳闸。

（3）发电机紧急跳闸。

（4）汽包事故放水门。

（5）汽轮机真空破坏门。

（6）直流润滑油泵。

（7）交流润滑油泵。

5.6.1.12 控制系统电源

系统应设置高可靠、高电源品质的控制系统电源。

5.6.1.13 接地及输入、输出线路

为保证控制系统的可靠运行，控制系统的接地及输入、输出线路的屏蔽与敷设应按照控制系统的要求设计。

5.6.1.14 其他

对每个独立的控制对象，应考虑有投入运行的许可条件，以避免不符合条件的投运；还应考虑“动作连锁”，以便在危险的运行条件下使设备跳闸。

5.6.2 系统控制策略

（1）负荷控制。生物质能电厂负荷控制思路与常规电厂有本质的区别。机组控制采用机跟炉的调节方式，锅炉调负荷，汽轮机随锅炉负荷的变化而保持进汽的压力基本保持不变。由于生物质燃料的热值不固定，根据锅炉负荷不能直接确定给料量，但是可以确定给风量，再根据锅炉的实际蒸发量、尾部烟道氧量，通过负荷控制器的运算来调整给风量和给料量，最终实现锅炉侧对负荷的调节。

依据这种控制方式，可以解决以生物质这类热值不固定的燃料为原料的锅炉负荷自动控制问题。

（2）锅炉风量控制。锅炉的风量由负荷直接确定，进而决定了送风机挡板的开度和送风机的转速，并通过对总风量的监测来实现锅炉风量的闭环控制。

风经过合理的分配，形成了炉排风、前后墙下二次风、前后墙上二次风和播料风，每路风都由各自的流量或压力来进行自动控制。

（3）锅炉给料控制。锅炉的给料系统分为两条给料线，每条线由炉前料仓、取料机、输料机、配料机、三个缓冲料仓和三台螺旋给料机组成，生物质燃料最终由转速可调的螺旋给料机送入炉膛。

给料系统进行了裕量设计，每台给料机的负荷达到80%左右，就能满足锅炉满负荷运行。锅炉的负荷平均分配到每台给料机上，运行人员可以在一定程度上调整每台给料机的出力。当负荷发生变化，控制系统会自动对每台给料机的负荷进行调整，将负荷的变化量平均分配到每台运行的给料机上。如果有个别给料机出了故障，控制系统能够快速、自动地将故障给料机的负荷平均分配到其他运行的给料机上去，继续保持锅炉负荷的基本稳定，保证电厂的安全、稳定运行。

取料机、输料机和配料机的转速与给料机的转速成比例关系，可保证每台给料机的缓冲料仓都存有充足的燃料，缓冲料仓的料位对转速有修正作用。给料系统控制原理如图5-16所示。

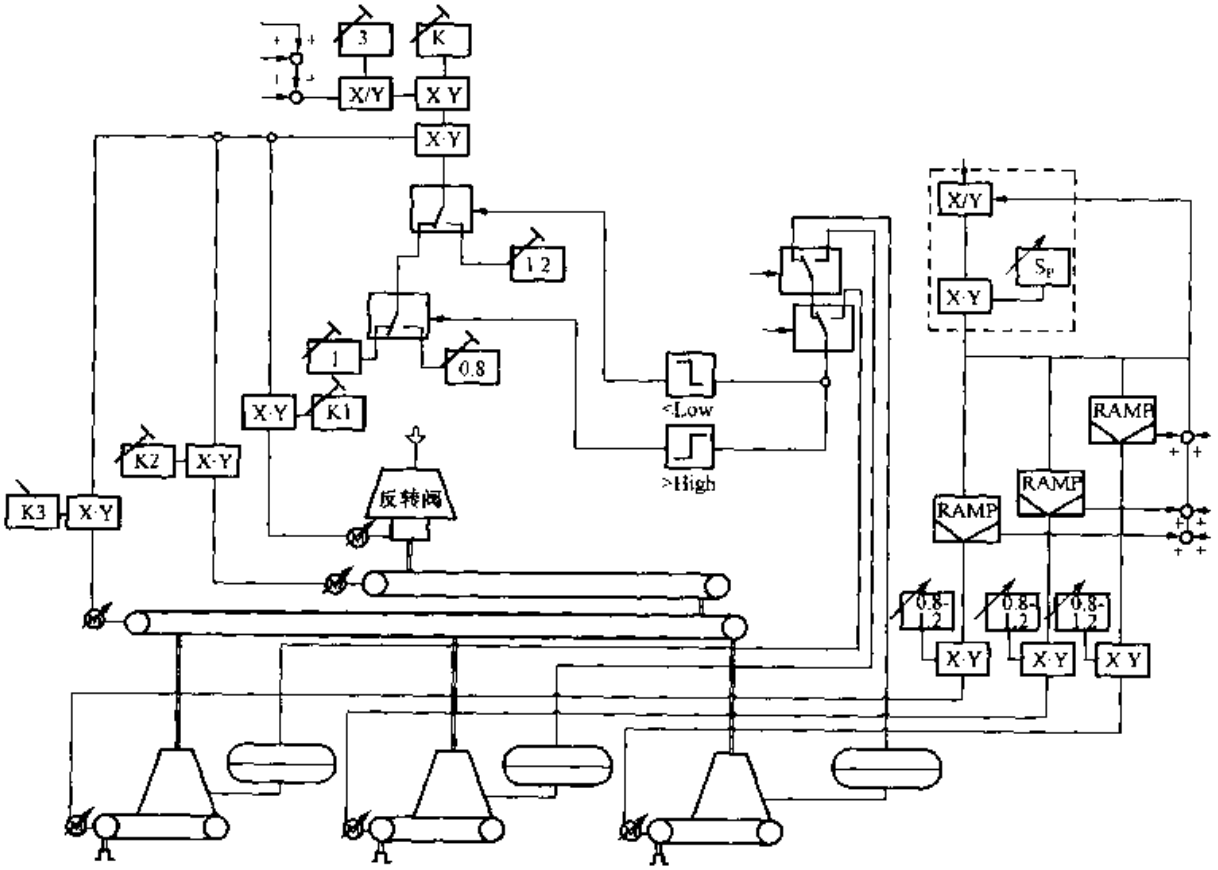



图5-16　给料系统控制

（4）炉膛压力控制。炉膛压力控制为简单单回路闭环控制。运行调试人员设定炉膛压力，根据压力的设定点与炉膛压力反馈调节引风机入口挡板开度和引风机转速。炉膛压力控制原理如图 5-17 所示。

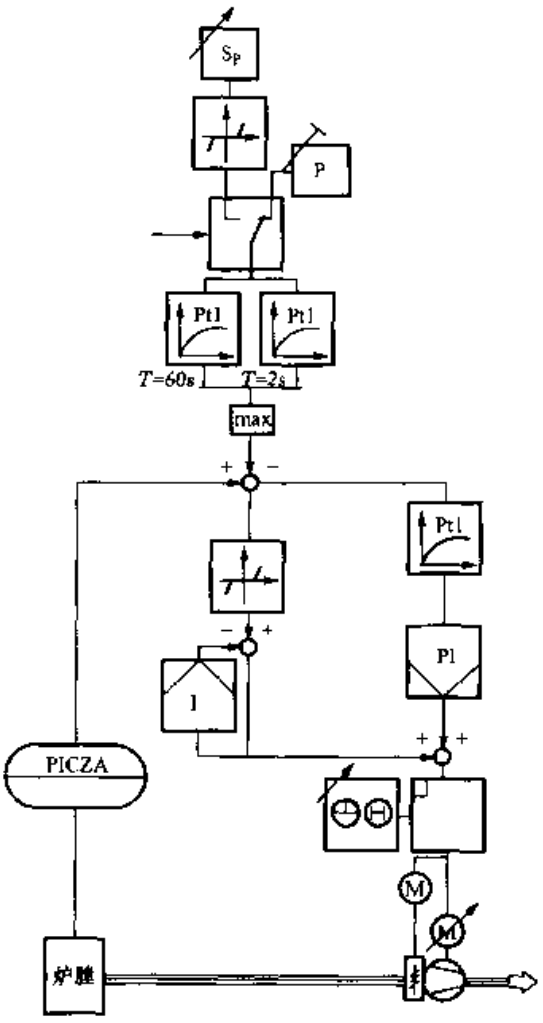



图 5-17 炉膛压力控制

（5）主蒸汽温度控制。锅炉主蒸汽温度控制系统由四级过热器和三级喷水减温器组成，过热器和喷水减温的目的是将主蒸汽的温度稳定在设定温度。每个过热器的温度控制器都设计为典型的双回路控制器。过热器进口温度的响应记录作为过热器出口偏差记录的反作用，反作用延时后停止，与过热器实际过程响应相类似，这可以通过回路的积分器和 Pt1 过滤器来实现。主蒸汽温度控制原理如图 5-18 所示。与常规电厂每级过热器出口人为设置温度设定点不同，此系统只设置第四级过热器出口的温度设定点，前两级过热器出口的温度设定点取后一级减温器入口的温度。这样整个系统整合为一个整体，为控制主蒸汽温度服务，缩短了控制时间，增强了温度的稳定性，提高了控制的效率和主蒸汽的品质。

（6）给水控制。锅炉给水系统主要由汽包、给水调节阀和两个给水泵组成。两给水泵为转速可调泵，一用一备。汽包液位决定了给水泵的转速，而主蒸汽流量和给水流量也是影响给水泵转速的重要因素。通过给水调节阀的节流，可实现对给水压力的短时间小幅调节。一般情况下，给水阀是全开的，只有当锅炉启动时或者减温水压力不足时，才会令给水阀节流以提高给水压力。锅炉的给水控制原理如图 5-19 所示。

（7）空气预热器控制。与常规电厂不同，系统布置了一组高压空气预热器、高压烟气冷却器和一组低压空气预热器、低压烟气冷却器。系统以水为介质，将烟气的热量传递给将要进入炉膛的空气。系统如此布置既保证了对空气的良好加热，又防止了排烟温度过低，出现低温结露，腐蚀空气预热器管材。

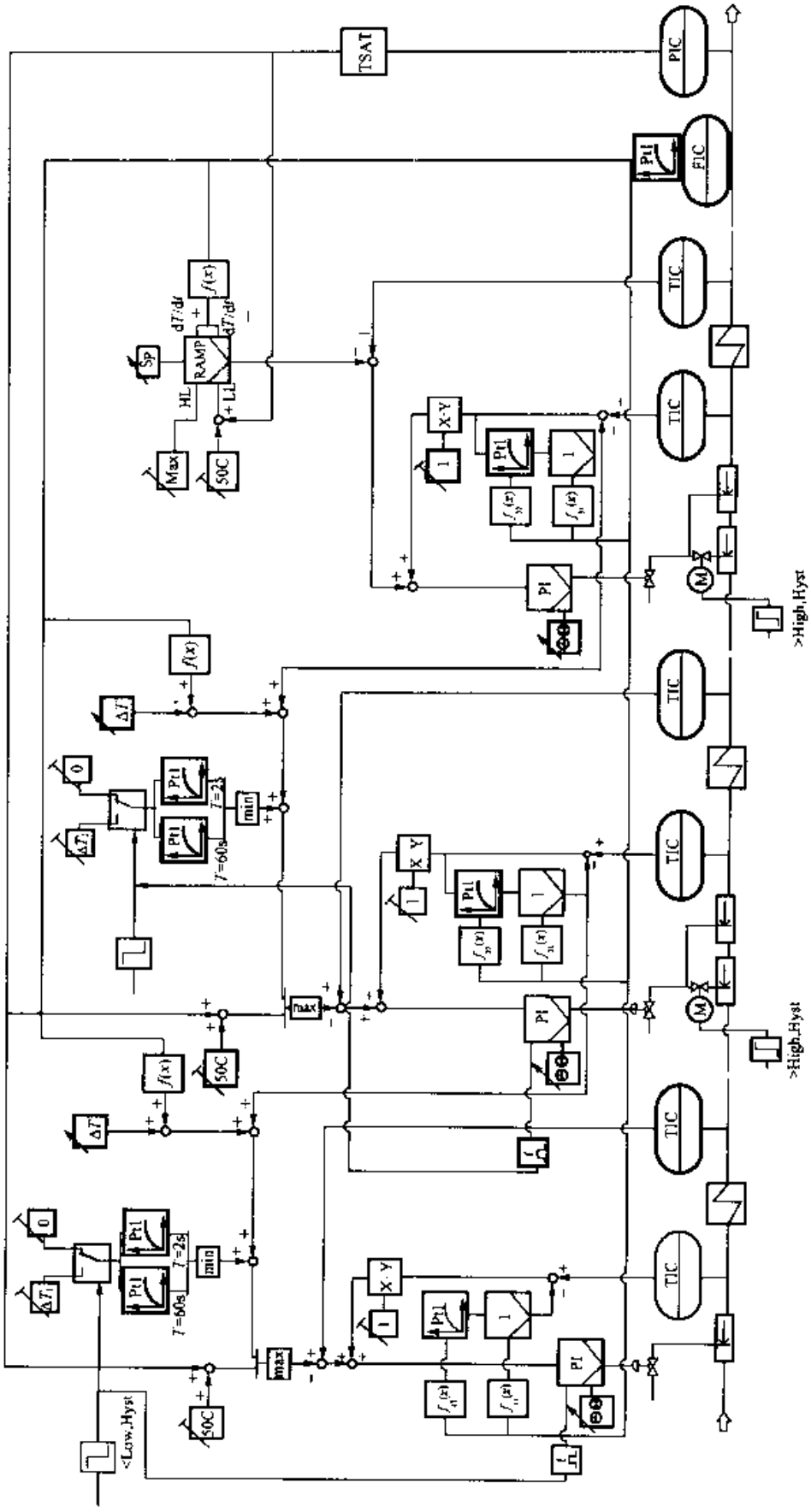



图 5-18　主蒸汽温度控制

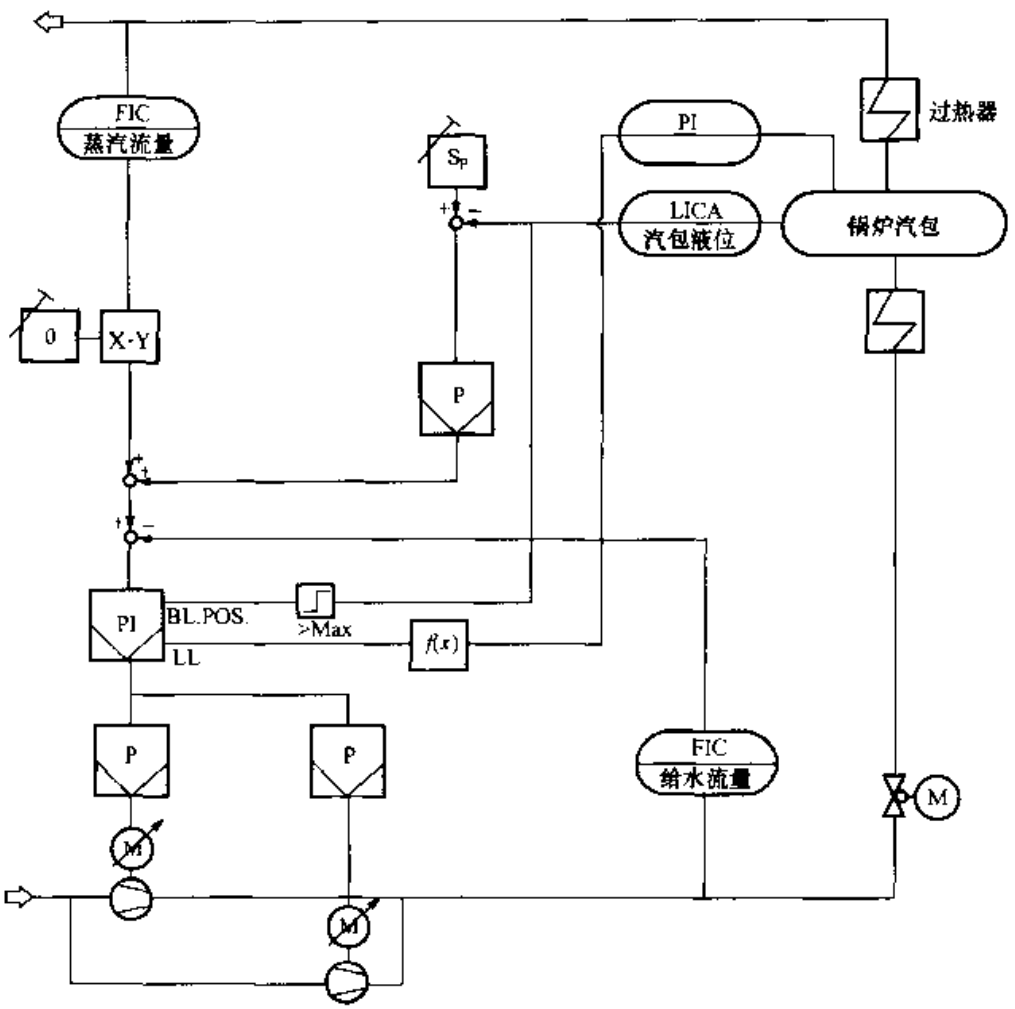



图 5-19 锅炉给水控制

（8）燃料储存和输送系统控制。生物质发电厂的燃料主要采用各类秸秆或者速生林木，燃料的粉碎等预处理由燃料的收集和储藏的单位完成。电厂燃料的储藏和运输系统主要由料仓、事故料斗、斗式提升机、螺旋取料机、移动配仓带、电子汽车衡、双列刮板机、皮带机、带式除铁器、炉前料仓（锅炉给料系统）构成，如图 5-9 所示。系统在正常运行时，顺料流启动，逆料流停止；在故障条件下，逆料流保护跳闸。斗式提升机和直线螺旋输料机的转速由锅炉给料机的转速确定，同时把炉前料仓高度作为辅助调整参数，使燃料在满足锅炉负荷的前提下均匀地传输。

### 5.6.3 控制难点与改进方案

实践证明，以上控制策略能够实现生物质能电厂的自动化控制，保证电厂的安全稳定运行。但是在调试和运行中，还是暴露了控制系统存在的若干问题。

（1）粉尘控制与防火防爆。目前生物质电厂的燃料储运是在常压下进行的，由于生物质燃料自身的特点，在其粉碎过程中或者在运输过程中，若出现

落差的情况，会产生大量的粉尘，导致上料系统和锅炉给料系统的粉尘含量高，粉尘浓度甚至进入爆炸极限范围，存在极大的安全隐患。

针对这种情况，需要我们根据国内燃料供应情况，在燃料粉碎、运输及上料环节上对生产工艺作相应修改。如采用封闭式负压储运；在落差较大的位置设置除尘装置；增设粉尘浓度传感器对粉尘进行实时监测；保持料仓的通风性良好，监测并控制料仓的温度、湿度。

（2）燃料输送系统的简化。目前燃料输送系统和锅炉给料系统环节较多，工艺复杂，螺旋和斗式提升机经常堵塞。燃料输送系统故障会导致前料仓断料，不能满足锅炉负荷下的燃料供应。

为了避免这种现象发生，可以考虑改进现有的给料工艺，减少给料环节，不采用斗式提升机，改用栈桥、皮带，直接将料仓的燃料输送到炉前料仓。同时严格控制燃料湿度和粒度，防止燃料结团、缠绕，并改进自动化控制手段，保证输料系统连续稳定运行。

（3）结焦和腐蚀。生物质燃料的成分和煤粉存在极大差异，尤其灰分中含有大量碱金属盐，这些成分导致其灰熔点较煤粉的灰熔点低，容易产生沾污结焦和腐蚀。因而生物质锅炉产生结焦、腐蚀的工况参数与普通燃煤炉不同，应该根据燃料性质及燃烧特性的不同，对锅炉及其辅助设备的工艺设计提出不同要求，并改进相关自动化控制，使工艺运行环境符合现有设备要求。

要建立高标准、一体化、综合化的自动控制系统。首先要深入研究生物质能发电厂与常规火力发电厂的区别，如燃料制备系统、锅炉燃烧系统，不能简单地照搬照抄常规火力发电厂的自动化控制系统。其次，要按最新的国际标准，结合当今最先进的计算机技术、网络技术、通信技术，开发统一平台的自动化子系统，使用 IEC61131-3 标准及 OPC 技术、工业实时以太网技术，使整个自动化在实时性、信息共享、功能整合等方面充分发挥整体优势。

## 5.7 农林生物质直燃发电燃料供应系统

### 5.7.1 农林生物质直燃发电燃料供应的现状

据统计，我国年产农作物秸秆 6.2 亿 t，其数量相当于北方草原打草量的 50 多倍，资源拥有量居世界首位。秸秆既是一种营养丰富的饲草料，也是一种优质的燃料。只是由于其体积蓬松，分散分布，虽然储藏有大量生物质能，但由于收集运输的费用过高，长期以来只能就地焚烧或任其在田间烂掉。秸秆问题出现的原因如下：①缺乏工业化、规模化的秸秆综合利用体系和物流系统，

导致秸秆在进入下游产业过程中遭遇瓶颈；②由于农作物复种指数提高，玉米秸秆还田不利于抢种冬小麦，造成农民为赶农时放火焚烧秸秆和留茬。

我们把经过收集、加工、运输、输送各环节进入发电厂锅炉直接燃烧发电的农作物秸秆、林产品加工剩余物、林业生产废弃物、能源林等生物质，称为农林生物质直燃发电燃料。农林生物质直燃发电燃料由于松散、密度小的特点形成独特的收储运模式，这也是生物质直燃发电有别于燃煤发电的重要特点。

#### 5.7.1.1 农作物秸秆的分布

（1）我国粮食作物主要有小麦、玉米、水稻等三大作物，分布在东北平原、华北平原、长江中下游平原三大平原。

三大平原种植模式：东北平原为春玉米（一熟区）；华北平原为冬小麦—夏玉米（二熟区）；长江中下游平原为稻—稻，稻—麦（三熟区）。

东北—内蒙古玉米优势区主要布局在黑龙江、内蒙古、吉林、辽宁等4个省区；黄淮海玉米优势区主要布局在河北、山东、河南等3个省的33个地市。

黄淮海小麦带包括河北、山东、河南、陕西、山西、江苏、安徽等7个省。长江下游小麦带包括江苏、安徽、河南、湖北等4个省的10个地市。大兴安岭沿麓小麦带包括黑龙江、内蒙古等2个省区。

（2）经济作物有棉花、油菜、向日葵。分布在黄河流域棉区、长江流域棉区、西北内陆棉区。

黄河流域棉区包括河北、山东、河南、江苏、安徽5个省的50个县。长江流域棉区包括江汉平原、洞庭湖、鄱阳湖、南襄盆地等地的40个县。西北内陆棉区包括新疆维吾尔自治区、新疆兵团和甘肃河西走廊地区的30个县、团场。

（3）其他作物包括芦苇、芦竹等。

#### 5.7.1.2 生物质燃料的种类

生物质燃料包括如下几种：

（1）农作物秸秆（粮食作物、经济作物）。

（2）多年生灌木（柠条、黄柳）。

（3）生物质能源林（速生薪炭林）。

（4）木材加工工业废弃物（下脚料、锯末）。

（5）致密成型燃料。

（6）其他能源作物（狼尾草、木薯）。

### 5.7.2 农作物秸秆收储瓶颈

当前，对农作物秸秆的茎、叶价值的研究已十分清晰。众多专家学者从它们各自的专业很早就提出很多极富前景的利用方案，有些正付诸实施或准备实

施。无论这些方案哪一个实施，都会解决秸秆焚烧的社会问题与可再生资源利用问题。

以一个中等规模的秸秆发电厂为例，年消耗秸秆 20 万 t，其秸秆收集范围约为 200km$^2$，即使发电厂位处中心，其平均运输里程也将超过 10km。秸秆体积蓬松，分散分布，在干状态下，一辆车箱长达 6m 的机动车在不超宽、超高、不违法的状态下，只能拉 300kg 左右，其收集费、装车费、运输费在运距 50km 时，约为 1 元/kg。秸秆的热值为 15490kJ·kg，是煤的 50%左右，按热值与运输费、收集费用及体积综合测算，其成本约为现煤价的 4 倍。此外，在短短 20 天的收获期内完成 20 万 t 的收购，未经密集化处理的草料堆场占地、防火等也将是一个需面对的现实。从现有技术上来说，秸秆进厂时的成本以及储藏成本甚至将超出玉米价格。这显然不适合我国国情，也与创建节约型社会是背道而驰的，偏离了循环经济的轨道。

生物质发电最大的问题是资源的收集，这在我国尤其困难。我国大部分地区都是以农户为农业生产单位，户均耕地占有面积很小，根据对我国粮食产量最大的五个省的统计，每年每户的秸秆可获得量仅为 4～5t。以 2.5 万 kW 的秸秆发电厂每年消耗秸秆 20 万 t 计，需要从近 5 万户农户收购，这些秸秆还是分夏秋两季提供，意味着每年需要完成近 10 万笔秸秆收购交易，无论对收购的组织还是收集成本控制都是极大的考验。

能源转换产业的规模效益非常明显，国外秸秆发电也有向大规模发展的趋势，但是其农业生产以农场为主，每个收购合同或收购交易可以提供的秸秆数量远远超过我国。因此，根据我国的国情，除了黑龙江、新疆等地，其他省份的秸秆发电项目规模不宜太大。

有关专家曾对收集秸秆的运输成本进行过详细的调查和测算，发现收集半径在 15km 以内，其运输成本增加很少。半径 15km 可以提供的秸秆为半径是 10km 时的一倍以上，所以，可在此范围内有选择性地收购，以有效地防范秸秆收购价格被恶意抬升的风险。

### 5.7.3 生物质燃料运输技术路线

目前，国内建设的农林生物质直燃发电厂遍布在东北、新疆、华东、华北地区。东北种植的玉米和新疆种植的棉花都为规模化、机械化种植，秸秆利用可借鉴国外收储运模式。而华北、华东地区种植的小麦、玉米、棉花等三大农作物，除极少数垦区外均为分散单户种植，未形成规模化生产，机械化水平较低，其秸秆收储无法利用国外成熟的大型机械进行收储。根据上述收储运模式，应确定以下运输技术路线。

（1）灰色秸秆（木质）燃料运输技术路线。为了保障燃料近距离收购，降低运输成本，各农林生物质直燃发电厂都在周边建设有4～6个燃料收储站，收购经纪人切碎加工后的成品燃料堆垛储备，同时也收购秸秆原料进行粉碎加工，并将粉碎后的燃料堆垛储备。这样就形成两类三级运输体系。第一类为从田间收集到电厂收储点的运输体系，即从田间收集到经纪人收储点的秸秆原料的一级运输体系，和从经纪人收储点到电厂收储站的切碎加工后的成品燃料的二级运输体系。第二类为从电厂收储站到电厂的切碎加工后的成品燃料的三级运输体系。

通过对秸秆燃料从秸秆原料收集、加工运输到电厂的过程进行分析，针对燃料供应链的各个环节采取了不同的运输方式和运输工具。其主导思想是充分利用我国现有的农业机械和运输设备，进行资源整合和设备优化改造，来完成秸秆燃料在不同阶段的运输工作，满足农林生物质直燃发电厂对生物质燃料的需求。

第一类运输体系主要依靠现有农具装卸，用三轮汽车或普及型小四轮拖拉机及挂车进行运输。秸秆原料的一级运输大多用三轮汽车来完成，每辆车载质量约300～500kg。从经纪人收储点到电厂收储站的切碎加工后的成品燃料二级运输，用三轮汽车或普及型小四轮拖拉机及挂车进行运输，每辆车载质量1～5t。

第二类运输体系需按照电厂运行要求，满足标准化燃料连续稳定大输送量上料的工业化生产需要。主要运作方式是交由社会专业物流公司或有经济能力和道路运输经营管理能力的法人承运。

（2）黄色秸秆燃料运输技术路线。鉴于华北地区小麦和玉米单户分散、两季循环种植的特点，其秸秆收集分散且时间短暂。秸秆收集近期无法借鉴国外大马力拖拉机作为牵引动力的捡拾打捆设备。首先，利用国内小型捡拾打捆设备将经联合收割机收获抛洒的小麦秸秆捡拾打成密度较小的小方捆；通过现有农具装卸，用三轮汽车或普及型小四轮拖拉机及挂车运输到燃料收储站，用固定站式打捆机压缩成锅炉燃烧所需密度和尺寸的标准捆型。再通过拖拉机配置全挂车或专用汽车将燃料从收储站运输到电厂。

## 5.8 农林生物质直燃发电产业发展

我国生物质资源丰富，生物质发电发展前景广阔。国家“十一五”发展规划纲要中提出了建设生物质发电550万kW装机容量的发展目标，我国《可再

生能源中长期规划》提出了2020年生物质发电装机3000万kW的目标。随着国家关于生物质发电的一系列政策的出台，目前，已经有不少投资主体进入了生物质发电行业，纷纷对新兴的农林生物质发电行业表示出了很大的兴趣和参与热情。在生物质发电产业的推动下，传统农业产业链将被延伸，形成新的产业链，进而促进了农业与农村的进步。生物质发电产业的发展，带动了一系列产业的发展，如能源植物的种植，农林生物质燃料的收、储、运，生物质燃料的加工处理，生物质燃烧技术，生物质锅炉制造技术；生物质发电灰渣处理和应用等行业；并形成新兴的完整的生物质发电产业链。

目前，我国生物质能直燃发电发展速度加快，仅2006年全国经审批核准的生物质能直燃发电工程项目就达39个，目前全国有十多个生物质能直燃发电工程项目在建，装机规模超过20万kW。

# 第6章 生物质发电工程

生物质能是一种洁净的可再生能源，因地制宜地利用当地资源，建立分散、独立的离网或并网生物质分布式电厂，不仅可以弥补常规能源的不足，解决农村地区、偏远地区的缺电少电问题，还可以减少环境污染、减排温室气体；同时对在农村地区全面建设小康社会，促进新的经济增长点起到较大的推动作用，具有广阔的市场前景。根据《国家中长期科技发展规划战略研究报告》，我国力争到2020年，可再生能源发电的总装机容量达到1.16亿kW，其中生物质发电将达到2000万kW。随着《可再生能源法》的实施，国家发改委已出台相关政策对可再生能源电力给予支持，例如以各地火电的标杆价为基数，对生物质能电力加价0.25元作为收购价格。这在一定程度上可以推动生物质电力的产业化发展。还应集中国内现有研究基础、技术创新能力、技术支撑条件，利用明确的扶持政策和迫切市场需求等有利因素，针对我国秸秆类生物质的特点，建设具有规模效益的产业化示范工程，降低投资和运行成本，最终形成具有我国自主知识产权的秸秆发电技术，推动生物质电力事业的跨越式发展。

## 6.1 生物质大型直燃发电工程

生物质能直燃发电方面，丹麦技术处于世界领先地位。利用丹麦技术，英国建设了世界上最大的秸秆直燃电厂，装机容量38MW，年耗秸秆约20万t。为方便运输和储存，秸秆电厂统一接受“Hesston”包，规格为120cm×130cm×240cm，质量约为520kg，平均密度大约在130kg/m$^3$。为降低炉排的温度和便于排渣，采用水冷振动炉排；过热器采用独特的布置和新型防腐材料，降低了结渣和腐蚀的风险，蒸汽温度从450℃提高到540℃，蒸汽压力也从6MPa提高到高压9MPa甚至11MPa，从而提高发电效率。

巴西和印度是发展中国家利用农林生物质发电比较好的国家。截至2002年，巴西生物质装机容量为1675MW，其中蔗渣是主要的燃料，约占生物质总装机容量的94%，印度的蔗渣直燃电厂总装机容量达710MW。东南亚国家在稻壳、蔗渣和棕榈壳等其他农业生物质的直燃发电方面也取得了一定的发展。

### 6.1.1 直燃发电典型工程概况

我国第一个生物质直燃发电示范项目——国能单县生物发电工程于 2004 年 9 月通过国家发改委批复立项，2004 年 11 月 8 日奠基，2005 年 10 月份主体工程开工建设，2006 年 11 月建成并入网运行。2006 年 11 月完成 72h 试运行，各项指标均达到工程设计标准。

国能单县生物发电有限公司由国能生物发电有限公司和菏泽光源电力有限公司合资兴建，该工程总占地 9.6hm$^2$，其中厂区占地 7.3hm$^2$，辅助用地 2.3hm$^2$，注册资金 5000 万元，总投资约 3 亿元。工程采用丹麦 BWE 公司技术，建设规模为 1×25MW 单级抽凝式汽轮发电机组，配一台 130t/h 生物质专用振动炉排高温高压锅炉，燃料以破碎后的棉花秸秆为主，可掺烧部分树枝、荆条等，年消耗生物质能燃料 15 万 t 左右，发电量约 1.56 亿 kWh。

### 6.1.2 生产工艺

#### 6.1.2.1 燃料的制备和输送系统

国能单县生物发电有限公司在单县境内设置了 8 个秸秆收购网点，每个收购网点占地 2.67hm$^2$，配备 30 多位工作人员，能储存秸秆 5 万 t 左右。这 8 个收购网点辐射周围县市面积 100km$^2$，每天收购秸秆等生物质能燃料 300t 左右。收购站对收购的生物质燃料进行称重，并利用水分测试仪器测定燃料水分，水分超过 40%则为不合格燃料。收购站利用秸秆粉碎机对收购来的燃料进行粉碎处理，将燃料粉碎成为 3～5cm 的小段，之后将其堆积成垛，并压实储藏待用。

制备处理好的燃料被运输进入厂区的燃料存储和运输系统。系统主要由以下部分构成：料仓、料斗、斗式提升机、螺旋取料机、移动配仓带、电子汽车衡、双列刮板机、皮带机、带式除铁器和炉前筒仓（锅炉给料系统）。

（1）工艺流程。

1）卸料方式具体为双列刮板输送机→输送带→料仓前斗式提升机→储料仓。

2）上料方式为将燃料由储料仓送进主厂房。

a. 储料仓→甲直线螺旋输送机→甲输送带→甲主厂房前斗式提升机→甲炉前料仓螺旋给料机→炉前料仓。

b. 储料仓→乙直线螺旋输送机→乙输送带→乙主厂房前斗式提升机→乙炉前料仓螺旋给料机→炉前料仓。

3）事故料斗进主厂房。事故料斗→输送带→甲主厂房前斗式提升机→甲炉前料仓螺旋给料机→炉前料仓。

（2）控制方式。燃料系统设就地手控、一对一远方控制和程序控制三种控制方式。

1）就地手控。所有设备均能实现就地控制。

2）一对一远方控制。除汽车衡、起吊设备外，其他设备一律纳入一对一远方控制。

3）程序控制。程控范围为全部带式输送机、双列刮板输送机、除铁器、直线螺旋输送机、斗式提升机、螺旋给料机和传感元件保护装置。

4）模拟量控制。应能在控制室远方控制料仓前斗式提升机、主厂房前斗式提升机、直线型螺旋输送机出力。

（3）连锁方式和连锁要求。

1）正常运行状态下，逆料流启动，顺料流停机。

2）事故状态下，设备逆料流跳闸。但除铁器除本身故障外，不参加跳闸。

3）带式输送机两侧设有拉绳开关、跑偏开关、速度检测、料流等传感元件保护装置；以上保护装置与带式输送机连锁，并在控制室设有报警信号。

4）储料仓预留高料位信号。

5）除铁器所在的带式输送机应在二者处于工作状态时方能启动；除铁器设有事故状态报警信号。

6）除铁器应设有就地连锁开关，解除连锁后不影响皮带机运行。

7）控制台上应设有参加连锁设备的连锁开关。

8）燃料系统设启动预告音响信号，信号未接通或未响够 20s 的情况下禁止设备启动。控制室设事故报警蜂鸣器，沿皮带栈桥、转运站设事故报警声信号，移动皮带机设光信号，控制台上设事故音响解除按钮。

9）控制室内设输料系统显示屏（或微机显示屏），屏中能准确显示输料系统所有设备的运行状态。运行与非运行设备，事故与非事故设备在屏中要易于区别。

10）燃料系统设工业电视监控系统。控制室内设调度电话及相应设备。

#### 6.1.2.2 锅炉燃烧系统

锅炉采用自然循环汽包锅炉，以小麦秸秆和棉花秸秆为燃料，采用振动炉排的燃烧方式，燃料在炉排上方呈悬浮燃烧状态。

锅炉主要包括以下几个系统：空气预热系统、蒸汽系统、给料系统、炉膛和风烟系统、给水及蒸发系统，以及启动燃烧器、吹灰器、除尘器、捞渣机、疏水和消防水系统。

锅炉正常运行时，燃料经过预处理和输送系统（独立系统）进入到锅炉给

料系统，给料系统根据炉膛负荷的要求自动将一定量的燃料投入到炉膛内部。

空气由送风机送入空气预热系统加热，经过分配以一次炉排风、二次风和播料风的形式进入炉膛。燃料正是由播料风携带均匀分布到炉排之上，炉排周期性的振动，将炉排上的燃料翻滚助其燃烧，同时将燃尽的灰渣送到湿式捞渣机上，捞渣机将渣送入渣池处理。

燃烧后的高温烟气依次通过过热器、省煤器和烟气冷却器逐渐降温，再由旋风除尘器和布袋除尘器净化，最后由引风机送入烟囱排出。

由除氧器和高压加热器（机侧）来的锅炉给水，经给水母管调节阀进入高压空气预热器、省煤器，进入汽包。汽包、下降管和水冷壁构成自然循环系统，汽包内汽水分离，饱和蒸汽进入过热器，经过四级过热器的加热成为满足要求的主蒸汽，被送入汽轮机系统。图 6-1 所示为锅炉的汽水系统图。

为了防止炉膛和尾部烟道积灰，炉膛和尾部烟道都设置了吹灰器。其中炉膛为 11 个短吹灰器，尾部烟道为 10 个长吹灰器。

锅炉启动时由启动燃烧器点火帮助燃料燃烧，当炉膛温度达到指定温度时认为炉膛燃烧已经稳定，才可以撤出燃烧器。燃烧器系统由油枪、油泵和油箱组成。

消防水主要为了保证给料系统安全运行。在炉前筒仓内由于有较多燃料，为避免局部高温引发火灾配置了消防水。在给料机出口和给料机出口挡板下方，由于比较靠近炉膛，可能温度较高，为了避免燃料被点燃发生危险，配置了消防水。

下面对锅炉各个分系统进行具体介绍。

（1）空气预热系统。空气预热系统包括低压空气预热器循环系统和高压空气预热器循环系统。

低压空气预热器循环系统主要包括两个低压循环水泵（一用一备）、低压空气预热器、低压空气预热器旁路调节阀、低压烟气冷却器和汽水分离器。循环水泵将除氧器中的水送入低压空气预热器加热空气，再送入低压烟气冷却器冷却烟气，水最后经汽水分离器回到除氧器。与普通空气预热器不同，该空气预热器系统以除氧器中的水为介质，吸收烟气的热量并将空气加热到较高的温度。

为了降低在空气预热器中产生低温腐蚀的可能，设置了高压空气预热器循环系统。该系统主要包括高压空气预热器、高压烟气冷却器和旁路调节阀。经过给水泵加压，高压加热器的水进入高压空气预热器加热空气，再进入高压烟气冷却器冷却烟气，之后进入省煤器、汽包。旁路调节阀用来控制进入高压空气预热器的水流量。

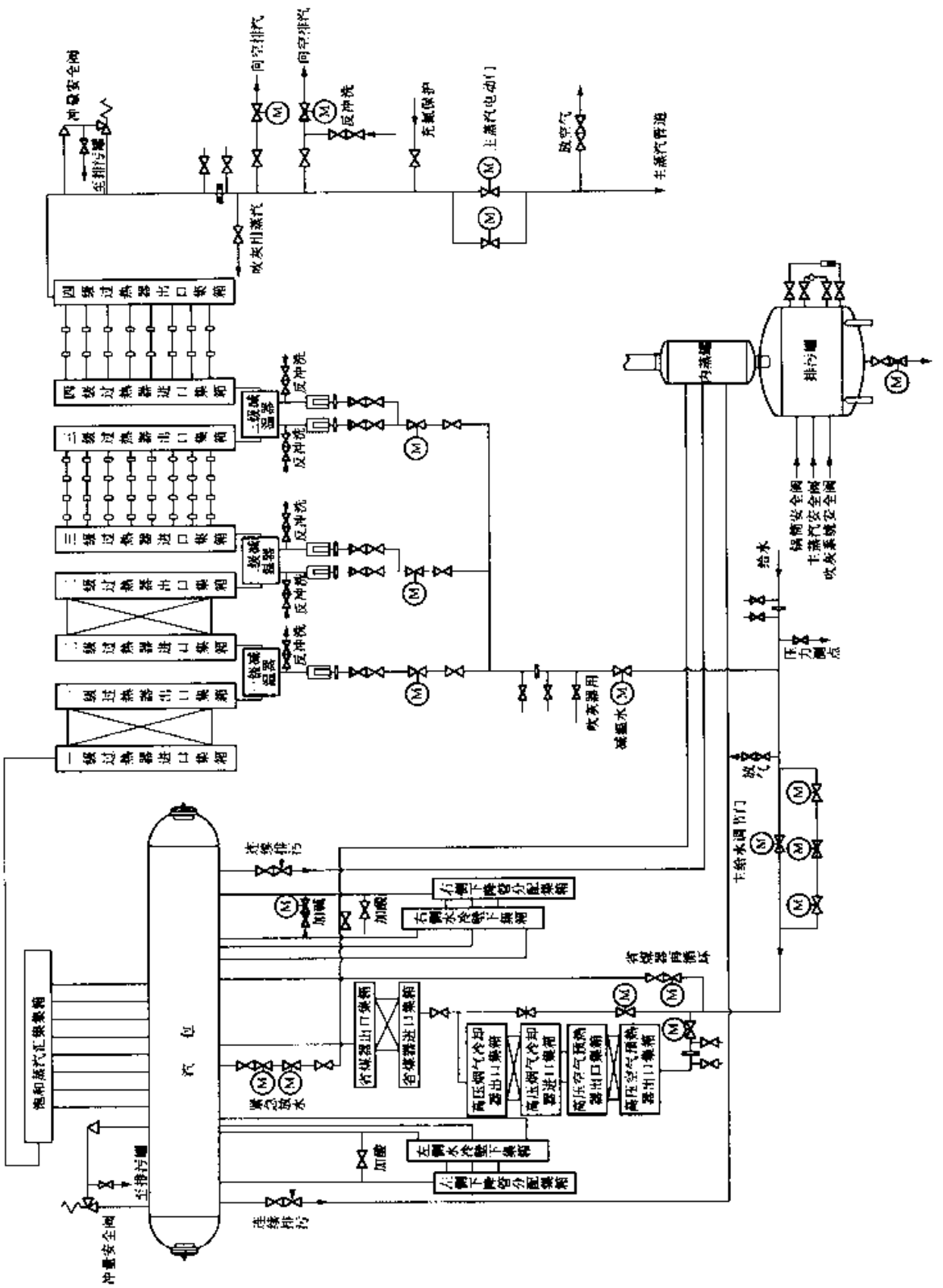

汽包
排污罐
内漏罐
给水
减温水
连续排污
定排污罐
饱和蒸汽汇集集箱
一级过热器出口集箱
一级过热器进口集箱
二级过热器出口集箱
二级过热器进口集箱
三级过热器出口集箱
三级过热器进口集箱
四级过热器出口集箱
四级过热器进口集箱
一级减温器
二级减温器
三级减温器
反冲洗
向空排汽
主蒸汽电动门
主蒸汽管道
放空气
吹灰用蒸汽
减温水
吹灰系统用
锅炉安全阀
主蒸汽安全阀
吹灰系统安全阀
压力测点
给水调节门
省煤器出口集箱
省煤器进口集箱
省煤器再循环
高压烟气冷却器出口集箱
高压烟气冷却器进口集箱
高压空气预热器出口集箱
高压空气预热器进口集箱
左侧下降管分配集箱
右侧下降管分配集箱
左侧水冷壁下集箱
右侧水冷壁下集箱
加载
冲量安全阀

图 6-1 汽水系统

（2）给料系统。燃料经过预处理，由输料系统（炉外）送入锅炉给料系统。给料系统包含两条给料线，每条线上燃料依次经过炉前筒仓、螺旋取料机、螺旋输料机、螺旋配料机、三个缓冲料仓和三个螺旋给料机，最终由播料风吹入炉膛。给料系统进行了裕量设计，每台给料机的负荷达到80%左右，就能满足锅炉满负荷运行。锅炉的负荷平均分配到每台给料机上，运行人员可以在一定程度上调整每台给料机的出力。当负荷发生变化，控制系统会自动地将每台给料机的负荷进行调整，将负荷的变化量平均分配到每台运行的给料机上。如果有个别给料机出了故障，控制系统能够快速、自动地将故障给料机的负荷平均分配到其他运行的给料机上去，继续保持锅炉负荷的基本稳定，保证电厂的安全稳定运行。

取料机、输料机和配料机的转速与给料机的转速成比例关系，可保证每台给料机的缓冲料仓都存有充足的燃料，缓冲料仓的料位对转速有修正作用。

（3）炉膛和风烟系统。燃烧风包括一次风、二次风和播料风。其中一次风分为三路：炉排高端风、炉排中部风和炉排低端风；二次风分为四路：前墙下二次风、后墙下二次风和前墙上二次风、后墙上二次风。

该系统设备主要包括一台送风机、送风机入口调节挡板、一台引风机、引风机入口调节挡板、各路风调节阀以及烟囱。燃烧空气经送风机送入两级空气预热器加热后，由燃烧空气分配系统进入炉膛与燃料混合燃烧。高温烟气经过过热器、省煤器和烟气冷却器逐步降温，再由布袋除尘器过滤，由引风机送入烟囱，最终排入大气。

锅炉的风量由负荷直接确定，进而决定了送风机挡板的开度和送风机的转速，通过对总风量的监测来实现锅炉风量的闭环控制。风经过合理的分配，形成了炉排风、前后墙下二次风、前后墙上二次风和播料风，每路风都由各自的流量或压力来进行自动控制。炉膛压力控制为简单单回路闭环控制。运行调试人员设定炉膛压力，根据压力的设定点与炉膛压力反馈调节引风机入口挡板开度和引风机转速。

（4）给水及蒸发系统。由除氧器和高压加热器（机侧）来的锅炉给水，经给水母管调节阀进入高压空气预热器、省煤器，进入汽包。汽包、下降管和水冷壁构成自然循环系统，汽包内汽水分离，饱和蒸汽进入过热器。

汽包液位决定了给水泵的转速，而主蒸汽流量和给水流量也是影响给水泵转速的重要因素，可通过给水调节阀的节流实现对给水压力的短时间小幅调节。一般情况下，给水阀是全开的，只有当锅炉启动时或者减温水压力不足时，

才会令给水阀节流以提高给水压力。

（5）蒸汽系统。该系统由四级过热器和三级喷水减温器组成。减温器为混合式，第二、三级设有两个喷嘴。由汽包来的饱和蒸汽进入过热器，经过四级过热器的加热成为满足要求的主蒸汽，被送入汽轮机系统。过热器和喷水减温的目的是将主蒸汽的温度稳定在设定温度。每个过热器的温度控制器都设计为典型的双回路控制器，过热器进口温度的响应记录作为过热器出口偏差记录的反作用。反作用延时后停止，与过热器实际过程响应相类似，这可以通过回路的积分器和过滤器来实现。与常规电厂每级过热器出口人为设置温度设定点不同，此系统只设置第四级过热器出口的温度设定点，前两级过热器出口的温度设定点取后一级减温器入口的温度。这样整个系统整合为一个整体，为控制主蒸汽温度服务，缩短了控制时间，增强了温度的稳定性，提高了控制的效率和主蒸汽的品质。

### 6.1.3 效益分析

#### 6.1.3.1 经济效益分析

（1）生物质直燃发电售电形成的直接经济效益。以国能单县 2.5 万 kW 秸秆发电厂为例，分析生物质直燃发电的直接经济效益，发电成本由燃料费、人工费、维护开支、耗材开支以及管理开发等部分构成。根据有关电价政策、法规，经协商确定上网电价为 0.80 元/kWh，国能单县生物发电厂的直接经济效益分析如表 6-1 所示。

**表 6-1 效 益 分 析**

| 项 目 名 称 | 数 额 |
|---|---|
| 年总发电量（万 kWh） | 17812 |
| 年售电量（万 kWh） | 14250 |
| 年产值（万元） | 11400 |
| 年发电总成本（万元） | 5306.5 |
| 年毛利（万元） | 6094 |
| 投资回收期（年） | 5 |

（2）生物质直燃发电厂灰渣综合利用所形成的经济效益。秸秆直燃发电厂灰渣可以作为优质有机肥料出售给肥料场或者农民，可直接获利。

（3）CDM 项目收益提高了生物质发电厂的经济效益。生物质二氧化碳的排放和吸收构成自然界碳循环，其能源利用可实现二氧化碳零排放，生物质发电是减排 $CO_2$ 的重要途径。通过 CDM 项目出售核定减排量的收入，能在很大程度提高生物质发电厂的经济效益。2007 年 1 月 17 日，国能生物发电有限公司与丹麦外交部，在北京国能生物发电有限公司隆重举行国能单县 CDM 项目减排购买协议签字暨预付款交接仪式，丹麦外交部同意购买国能单县项目自 2007～2012 年 6 年中的二氧化碳减排指标，并同意先期预付总合同

金额的 10%。

6.1.3.2 生态环境效益

（1）减少秸秆对空焚烧的烟尘污染和地面、水面的腐殖质污染。

（2）大量减少 $CO_2$ 排放。用秸秆替代矿物燃料发电，是减少 $CO_2$ 排放的重要手段，有利于降低温室效应的影响。

（3）减少 $SO_2$ 排放。秸秆中含硫是极低的（约 0.01%～0.17%），远低于煤炭中的含硫量。

（4）秸秆发电厂的灰渣含丰富的钾、氮、磷、钙等元素，是优质肥料，有利于增加土壤有机质含量，提高农作物产量和质量。

（5）带动能源农业和能源林业的大规模发展，将有效地绿化荒山荒地，减轻土壤侵蚀和水土流失，治理沙漠，保护生物多样性，促进生态的良性循环。

6.1.3.3 社会效益

以国能单县 2.5 万 kW 秸秆发电厂为例，分析其社会效益。

（1）25MW 秸秆发电厂发电年消耗秸秆 20 万 t，可替代 7 万 t 标准煤。

（2）25MW 秸秆发电厂每年可向电力系统输出 1.4 亿 kWh 电，缓解社会电力短缺问题。

（3）农民出售秸秆，年增收 3800 万～4000 万元。

（4）增加农民在本地的就业机会。发电厂用工及其秸秆收购、处理、运输等环节用工，可提供数百个工作岗位。

## 6.2 生物质气化发电工程

经过多年的发展，生物质气化供热已经处于商业化阶段。目前，利用气化技术制备合成气，进而生产生物液体燃料正成为生物质气化研究的新热点。目前，我国应用到工程中的气化发电技术主要是由中科院广州能源所研发的生物质循环流化床气化技术，生物质经过气化后，通过水洗净化燃气，最后利用内燃机发电。

### 6.2.1 600kW 稻壳气化发电工程简介

#### 6.2.1.1 稻壳气化发电技术原理、设备及状况

6.2.1.1.1 稻壳气化发电技术原理

稻壳作为燃料，除直接燃烧利用外，还有多种加工利用技术，稻壳气化就是其中重要的一种。稻壳气化也叫热解气化工程技术，这是一种热化学处理技

术，原料经过气化设备（气化炉）热解、氧化和还原反应转换成可燃气体，经净化、除尘、冷却、储存，用于发电。

稻壳气化发电的过程是稻壳在气化炉进行不完全燃烧，即缺氧的状态下加热反应的过程，其中的碳、氢元素就会转化成一氧化碳、氢气、甲烷等可燃气，稻壳中所含的能量也就转移到可燃气里。

气化过程包括三个阶段，即干馏、氧化、还原。主要化学反应式如下：

生物质＋氧气→二氧化碳＋水（氧化反应）

碳＋二氧化碳→一氧化碳（还原反应）

水＋碳→一氧化碳＋氢气（还原反应）

稻壳气化发电系统主要由气化炉及其燃气净化装置和气体发电机组两大部分组成。发电系统流程可用三种不同形态物质为参照物介绍系统的流程，如图 6-2 所示。

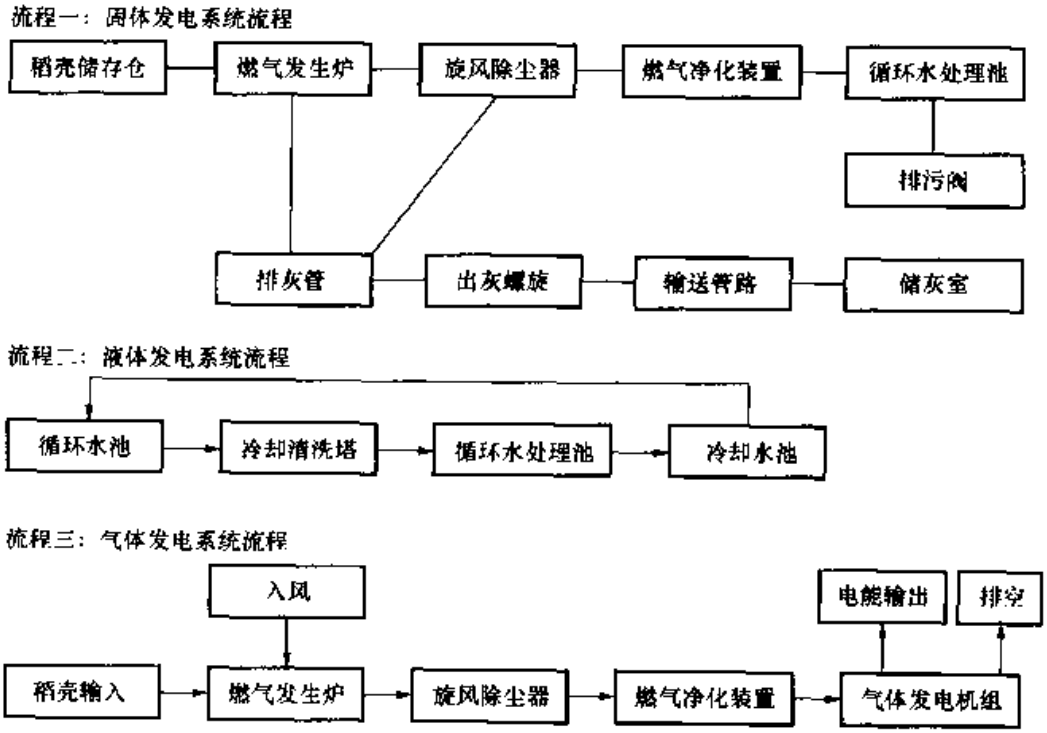



图 6-2　三种不同形态物质发电系统流程

对图 6-2 所示流程进行简单说明：

（1）进料机构。进料机构主要采用螺旋加料器，动力设备是电磁调速电动机。螺旋加料器便于连续均匀进料，能有效地将气化炉同外部隔绝密封起来，使气化所需空气只由进风机构控制进行入气化炉，电磁调速电动机则可任意调节生物质进料量。

（2）燃气发生装置。气化装置采用循环流化床气化炉，主要由进风机、气化炉和排渣螺旋构成。生物质在气化炉中经高温热解气化生成可燃气体，气化后剩余的灰分则由排渣螺旋及时排出炉外。

（3）燃气净化装置。燃气只有通过净化后才能送到内燃机内进行发电。净化装置包括惯性除尘器、旋风分离器、高温过滤器、间接冷却器、文氏管和喷淋塔等。系统采用多阶段除尘工艺：第一阶段是效率为70%的旋风分离器；第二阶段是效率为60%的惯性除尘器；第三阶段是高温过滤器，效率为80%；第四阶段是文氏管除尘器，效率为98%。经过四个阶段的除尘后，燃气中只含有很少的固体颗粒和粉末。焦油通过冷凝和水洗除去，主要设备是间接冷却器和喷淋塔。

（4）燃气发电装置。采用3台200kW的低热值燃气内燃机发电机组并联组成600kW的发电系统。配套的200kW低热值燃气内燃机发电机组，是在柴油机基础上的改进产品，其主要特点是采用符合燃气性能要求的低压缩比；采用机外单体的混合器结构、简单可靠的电点火系统和燃气防爆措施，来保证燃气内燃机的正常、安全运行。

（5）控制与管理系统装置。用于气化炉控制炉温、提高产气量、发电机组满负荷安全运行的自动化和安全设置的系统操作装置。

（6）废水处理装置。通过过滤吸附、曝气、沉淀、生化处理等方法处理废水，处理后的废水可再循环使用。

（7）灰渣处理装置。灰渣主要来自气化炉及除尘净化装置系统，气化炉底部渣采用排渣螺旋机械排出炉外后，采用干式出渣方式进行出渣，用气力输送系统输送到储灰仓。

6.2.1.1.2　稻壳气化发电设备

稻壳气化发电由六大部分组成：①气化系统；②可燃气体净化系统；③出灰系统；④发电系统；⑤监测与管理系统；⑥升压并网系统。主要设备如表6-2所示。

表6-2　　主　要　设　备

| 系　统　名　称 | 序　　号 | 设　备　名　称 | 数　　量 |
|---|---|---|---|
| 气化系统 | 1 | 气化炉 | 1台 |
| | 2 | 送风机 | 1台 |
| | 3 | 螺旋进料器 | 1台 |
| | 4 | 进料仓 | 1个 |

续表

| 系统名称 | 序号 | 设备名称 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 净化系统 | 1 | 旋风除尘器 | 2台 |
| | 2 | 管式除尘器 | 1台 |
| | 3 | 喷淋洗涤塔 | 2个 |
| | 4 | 文丘里除尘器 | 1台 |
| | 5 | 汽水分离器 | 1台 |
| | 6 | 罗茨风机 | 1台 |
| | 7 | 储气罐 | 1个 |
| | 8 | 循环水泵 | 3台 |
| | 9 | 高架水池 | 1个 |
| 发电系统 | 1 | 燃气内燃机 | 4台 |
| | 2 | 发电机 | 4台 |
| | 3 | 控制柜 | 4面 |
| | 4 | 循环水泵 | 4台 |
| | 5 | 冷却塔 | 1个 |
| | 6 | 空气压缩机 | 4台 |
| | 7 | 空气瓶 | 4个 |
| 升压并网系统 | 1 | 变压器 | 2台 |
| | 2 | 高压开关柜 | 1面 |
| | 3 | 低压开关柜 | 2面 |
| | 4 | 同期屏 | 1面 |
| 监测与管理系统 | 1硬件 | 前置单元 | 炉1、机组4、厂用电1、变压器1 |
| | | 主台计算机 | 2套 |
| | 2主台软件 | | 1套 |
| 除灰系统 | 1 | 螺旋除灰器 | 1台 |
| | 2 | 送风机 | 1台 |
| | 3 | 集灰仓 | 1座 |
| | 4 | 刮板机 | 1台 |

#### 6.2.1.2 600kW稻壳气化发电厂建设与运行情况

生物质能发电厂规模是600kW的稻壳气化发电厂，总投资为400万元，其中征地费24万元；土建施工费75万元；设备费290万元；安装调试费10万元；其他10万元。设备费见表6-3。

（1）厂房的建设。厂房的建筑面积 450m$^2$，东西长 30m，南北宽 15m，整个厂房设有控制室、设备室、办公室、备品备件室。控制室和设备运行间采用大窗体隔断，以便清楚地观察设备运行情况。厂房的高度方面，地面到房顶不低于 4.5m，房顶为承重顶，上面设有天窗；距离地面 0.5m 按一定间隔距离设有低层通风口（百叶窗口），整个厂房换气量不低于 6000m$^3$/h。房顶设计成承重顶是为了设备维修吊装用；通风量的要求主要是考虑内燃机使用的燃气主要成分是一氧化碳，一旦有气体泄漏，如通风不好会造成人员煤气中毒。

**表 6-3　设备价格一览表**

| 名　　称 | 价格（万元） |
|---|---|
| 气化系统 | 45 |
| 净化系统 | 25 |
| 发电系统 | 160 |
| 升压联网系统 | 25 |
| 监测与管理系统 | 20 |
| 除灰系统 | 15 |

（2）简易料棚的建设。建设一个 450m$^2$ 的简易料棚，高度 4m，根据场地情况确定料棚的长、宽。该料棚用于储存袋装稻壳，储存量约 600t，大约为 30 天的燃料用量，以备雨季时使用。稻壳室外储存场地 1000m$^2$，作为淡季稻壳储备，储存方式为一面围墙，三面灌袋围拦散储方式，顶部防雨，存储量约为 1200t。

（3）上料仓的建设。上料仓采用砖砌料仓，存储量约为一天的稻壳用量，采用活动式皮带输送机上料。

（4）储气罐。该发电厂应建一座储气罐，因一炉多机，要求有一个稳定的气体压力；再加上气化炉由于进料及其他方面产生短时间的供气波动，如没有储气罐，对发电机组正常运行不利，湿式储气罐采用水封，对除焦有很大好处。与干式储气罐相比，湿式储气罐结构简单、造价低、维护量小、使用寿命长。建一座直径为 10m，高度为 7m 的钟式湿式储气罐，有效容积为 500m$^3$，虽然在北方地区不宜建湿式储气罐，但由于该电厂可上网售电，能够连续发电，气体本身的温度为 35℃，所以水封不会因大冷上冻漏气；即使由于事故停产，也可先停气化系统，待罐中气体耗尽再停发动机组；重新工作时，利用气体的热量融化冰体。

（5）燃料资源。建设一座 600kW 的稻壳气化发电厂，按每年发电小时数 6000，年需稻壳 6480t。产水稻 12 多万 t，加工水稻可产生约 2.4 万 t 的稻壳，除了其他用途用去 20%的稻壳量，还有近 2 万 t 的稻壳可用于气化发电。

（6）燃料的储存。在厂内建设简易的袋装稻壳储存棚和一定面积的露天储存场地，防止雨雪天断料；厂内的储存量大于 2 个月燃料用量。

（7）环境保护。稻米加工所产生的稻壳除了用于酿酒、孵化、机制炭等

小部分外，大部分废弃掉或挖沟烧成稻壳灰卖，被废弃的稻壳长期不用会腐烂，严重影响了环境卫生，燃烧产生大量的烟气也会给周围的环境造成污染。利用稻壳发电不仅解决了环境污染的问题，还为稻谷加工企业解决了多余稻壳处理难的问题。

发电厂净化冷却水采用循环冷却水，定时排放的循环水中加入絮凝剂，并通过稻壳灰过滤排放，基本上解决了排放循环水的污染问题。

（8）劳动组织及定员。1 名管理人员，1 名技术人员，9 名操作工人，全厂职工共计 11 人。操作工人实行四班三倒，每班 3 人。工作范围：监视设备正常运行，记录设备运行状态，及时记录设备运行的关键参数，负责上料、清理灰渣、出灰装袋、设备维护维修等工作；如有特殊情况可随时雇佣临时工人。平时财务收入支出由管理人员记录，每月由财务人员做账一次，考核电厂的运行状况，发现问题及时解决。

（9）效益分析。效益分析包括发电成本运算和投资回报率的计算。其中发电成本由以下五部分组成：

1）燃料成本。旺季与淡季平均收稻壳每吨 200 元（包括运输费用），则燃料发电成本为 0.36 元/kWh（1.8kg 稻壳发电 1kWh）。

2）人工成本。全厂定员 11 人，平均月工资 1000 元，全年员工工资为 13.2 万元，全年发电量 360 万 kWh（按全年发电 6000h，则每千瓦时电的人工成本为 0.04 元）。

3）维护保养及管理费用。每年约为 10 万元，折合成电的成本为 0.03 元/kWh。

4）折旧费。总投资 409 万元，设备折旧年限 10 年，土地及房屋折旧年限 50 年，每年总折旧 32 万元，折合为 0.09 元/kWh。

5）上缴税费折合为 0.03 元/kWh。

以上五项总计，发电成本为 0.55 元/kWh。如果能争取免税，每千瓦时电的成本为 0.52 元。

而投资回报率包括以下部分。

1）电厂年产值。售电价按 0. 56 元/kWh，全年发电量 360 万 kWh，全年产值为 201.6 万元。

2）稻壳灰可回收，全年发电可产稻壳灰 1200t，每吨稻壳灰可售 350 元，售灰可获得 42 万元的利润。

3）每年折旧提取 32 万元。

4）全年的利润。售电利润为 0.56×360−0.52×360 = 14.4（万元），再加上售灰利润 42 万元，加上每年折旧提取 32 万元，则全年可获得 88.4 万元

的利润。

5）投资回收期。全年利润 88.4 万元，则投资回收期约为 5 年左右。

### 6.2.2 存在的问题及解决办法

（1）影响电厂经济效益的几个因素。

1）原材料（稻壳）价格的波动。

2）可燃性气体含焦油影响发电设备连续运行。

（2）解决办法。

1）同附近稻谷加工厂签订双方供料协议，控制原料涨价所带来的经济影响；争取当地政府的支持。

2）提高管理水平，加强设备的维护与检修，在建厂初期购置备用设备，使发电小时数提高。

## 6.3 生物质气化联合循环发电工程

“十五”期间，在国家 863 计划支持下，广州能源所研制成功“国内首座生物质气化燃气—蒸汽联合循环发电系统”，示范工程于 2005 年在江苏兴化建成。该电厂单位投资 7500 元/kW 左右，发电成本 0.55 元/kWh，系统发电效率提高到 28%左右。

### 6.3.1 企业概况

兴化中科生物质能发电有限公司由广州中科华源科技有限公司、兴化苏源集团有限公司、戴窑镇工业销售总公司 3 家共同出资，电厂地址位于兴化市戴窑镇花园村。该生物质能发电示范厂，是以国家“九五”期间顺利完成的国家重点攻关项目“1MW 生物质气化发电系统的研制”为基础的，用于不同原料的 5MW/t 生物质（循环流化床）气化炉和 500kW 生物质燃气发电机组。该电厂利用大型生物质气化技术和联合循环发电技术，建成了我国第一座 5MW 的生物质示范电厂。项目中创新性地提出了独特的生物质气化—内燃机—蒸汽联合循环系统的工艺路线，把我国生物质气化发电系统规模从 1MW 提高到 5MW，效率提高 50%，为今后推广应用 3～10MW 规模的生物质气化及联合循环发电系统做准备。生物质能发电示范厂的技术、经济指标优于同等规模的常规能源发电设备，项目具有系统较简单、技术可靠性高、单位投资较低等优点，适合于目前的中国国情和工业水平。综合技术性和经济性的两方面考虑，示范工程的性能价格比达到国际领先水平，项目的完成将会进一步提高我国生物质气化发电的技术水平，有力推动我国生物质能利用技术的发展，有望形成新的

产业，在大规模利用生物质能源中有广阔的实际应用前景。

示范电厂于2005年12月底通过了国家科技部组织的专家验收，并获得了由联合国工业发展组织颁发的“蓝天奖”；2006年6月底通过了江苏省建设厅、省电力公司、省安监局等部门的会签，同意机组进入整套启动调试阶段。

### 6.3.2 电厂规模情况

示范电厂占地面积约2.67hm$^2$，拥有员工55～58人。发电系统配套安装11台300、400、500kW燃气内燃机发电机组（一台备用），一台1500kW蒸汽轮机发电机组配一台5MW级循环流化床气化炉及一台8t的余热锅炉。

主要设备由进料系统、燃气发生装置、余热锅炉（蒸汽发生装置）、焦油裂解装置、燃气净化装置、空气预热装置、燃气发电机组、蒸汽轮机发电机组、循环冷却水装置、水处理装置、电气控制装置及废水、废渣处理装置等几部分组成。

5MW气化炉由广州能源所设计制造，电除焦利用煤气除焦成熟技术，燃气内燃机生产厂家是淄博柴油机厂，锅炉及蒸汽轮机发电机组是武汉生产的。

目前电厂每天发电60000kWh，每天运行18h（三班倒），用原料90t左右稻壳，稻壳每吨220元左右，上网电价0.585元，稻壳灰卖价每吨200多元，每千瓦时电用原料1.5～1.6kg，系统发电效率约28%。

### 6.3.3 气化联合循环发电特点

#### 6.3.3.1 生产工艺

针对目前生物质气化中出现的问题，该示范工程中使用了旋风分离与中温静电除尘、焦油裂解装置和显热回收系统，用以降低燃气中的粉尘含量、焦油含量以及提高系统气化的效率。

该工艺采用流化床气化炉，该气化炉具有良好的燃料适应性，结构紧凑，具有良好的操作特性（如炉内上下部温度统一）及低负荷运行能力，且碳的转化率高等优点。该工艺在对待目前生物质气化普遍存在的问题上主要采用了以下措施。

（1）对于燃气夹带的飞灰，除采用常规的旋风分离器外，其后增加了中温静电除尘以及水洗除尘，以满足燃气发电机组的要求。

（2）在对待燃气中焦油的问题上，由于焦油成分复杂，与许多因素有关，其机理仍处在研究阶段。目前降低气化过程中所产生的焦油的方法，除了提高运行温度外，就是添加催化剂。目前常见的催化剂有镍基、木炭和白云石催化剂。镍基催化剂活性高，但由于易被气化过程中所生成焦炭覆盖其活性表面而很快失活，且价格昂贵，不宜工业应用；目前较常用的为白云石和木炭焦油裂解催化剂。本工艺中采用了木炭焦油裂解催化剂进行焦油裂解，即在裂解炉中加入适量的

碳，再配入适量的空气，一方面通过碳与空气反应放热使燃气温度升高至900℃以上，另一方面利用碳的催化作用，达到高温催化裂解的双重功效。

（3）在对待显热损失问题上，采用燃气—蒸汽整体循环以回收系统的显热损失。即在气化炉出口、焦油裂解炉出口以及燃气发电机组排出的尾气出口处，均布置了显热回收蒸发器1、2和3。此外，由蒸发器排出的尾气经干燥燃料后再排出。

#### 6.3.3.2 主要的工艺设计参数

设计燃料：4.5t/h稻壳（秸秆）。

运行空燃比［1atm（101325Pa），25℃］：1.2m$^3$/kg。

设计发电能力：5.5MW，其中燃气发电机组装机容量4MW，蒸汽发电机组1.5MW。

气化炉效率：78%。

内燃机效率：30%。

汽轮发电机效率：24%。

#### 6.3.3.3 燃气—蒸汽循环联合发电技术

不管是燃气内燃机，还是燃气轮机，发电后排放的尾气温度都在500～600℃（如果发电设备带空气增气增压系统，尾气温度一般在450～500℃），从能量利用的角度，这部分尾气仍含有大量可回收的可用能量。所以在燃气发电设备后增加余热回收装置（如余热锅炉等），是大部分燃气发电系统提高系统效率的有效途径。在生物质气化发电系统中，除了发电设备尾气有大量余热外，生物质气化炉出口的燃气温度也很高（达700～800℃左右）。所以把这部分气化显热和燃气发电设备的余热结合起来，利用余热锅炉和过热器产生蒸汽，再利用蒸汽循环进行发电，是大部分大型生物质气化发电系统采用的气化发电工艺。由于该工艺与传统的煤IGCC系统相同，所以一般称生物质整体气化联合循环发电系统（B/IGCC）。它的主要设备除了气化炉、净化设备和燃气轮机之外，还必须增加余热锅炉、用于高温燃气的蒸汽过热器和蒸汽轮机三大部分，整个系统的构成与煤的IGCC相似。

由于蒸汽轮机发电的效率在100MW以上才较高，所以小型的蒸汽轮机发电系统的经济性较差。生物质气化发电系统由于原料供应问题，发电规模很难高于100MW，目前国际上正在建设的B/IGCC示范项目大部分在10MW左右，所以总的系统效率远比煤的IGCC系统低。即使这样，大部分生物质的B/IGCC项目的效率都在35%以上，比一般简单的生物质气化—内燃机发电系统高出了近1倍，由于规模的原因，目前国外的B/IGCC系统几乎全部采用专门改造的

燃气轮机设备。

由于焦油处理技术与燃气轮机改造技术难度很高，仍存在很多问题，如系统未成熟，造价也很高，实用性仍很差等，限制了其应用推广。在我国目前条件下，研究开发与国外相同技术路线的生物质 IGCC，由于资金和技术问题，将更加困难。如何利用现已较成熟的技术，研制开发在经济上可行，而效率又有较大提高的系统，是目前发展生物质气化发电的一个主要课题，也是发展中国家今后能否有效利用生物质的关键。

从理论上讲，在中小型气化发电系统中，只要增加的余热回收系统投资合理，综合考虑原料和发电的成本可行性，增加蒸汽循环系统仍然是提高系统效率的有效办法。由于在发达国家生物质气化发电的经济性较差，目前仍未真正进入市场，所以目前中小型气化发电系统结合蒸汽循环的方案仍未有实施的先例，有待于今后进一步研究与探索。

### 6.3.4 存在的问题

该项目在国内是第一家，全部是国产设备。在运行中发现一些不完善的地方主要有以下几个问题：

（1）生产工艺还需改进，蒸汽回收及锅炉增热需要改造。

（2）设备匹配不够合理。

（3）循环发电余热二次发电部分要加强。

### 6.3.5 结论

5MW 生物质气化燃气—蒸汽整体联合循环发电示范工程的工艺设计，在技术上是先进、可行的。该工艺在传统工艺的基础上新增了中温静电除尘、焦油裂解装置和显热回收系统，投运后将克服以往生物质气化过程普遍存在的一些问题，使燃气质量、气化效率、碳转化率以及系统效率得到明显的提高。该项目发展了 5MW 生物质气化及余热蒸汽联合发电系统、500kW 生物质燃气发电机组和焦油污水生化处理新工艺等关键技术，具有较高的性价比和显著的社会效益。示范电厂建设严格按国家电力行业的规范进行，并形成了市场化运作机制，该项技术符合我国国情，为生物质气化发电走出一条新路，为我国生物质能的运用开辟了广阔的应用前景。

## 6.4 生物质小型直燃发电工程

2006 年 1 月 1 日，《中华人民共和国可再生能源法》正式实施，为发展我国的可再生能源事业提供了一个良好的发展机遇。投资发展中小型秸秆直燃发

电可应用于生物燃料集中度较低的地区，中小型秸秆直燃发电的特点是工艺简单、投资少、建设周期短、投资回报率高。

### 6.4.1 电站简介

湖南省岳阳市某粮库生物质能电厂建于 1990 年前后。该粮库是我国十大粮库之一，水稻加工为大米后废弃物——稻壳每年堆积如山，因此，由国家粮食总局投资 300 多万元建设了一座稻壳发电厂。电厂装机容量 1500kW，开始利用稻壳发电，十几年后因为粮库加工水稻数量越来越少，稻壳供应不上。岳阳纸业股份有限公司就在粮库生物质能电厂附近，造纸剩下的废弃物——芦苇渣是一大公害，但经过反复试验，发现其可作为发电燃料，粮库生物质能电厂便开始利用芦苇渣来发电。目前，电厂燃料是芦苇渣、稻草，以芦苇渣为主，电站增加 1 台 10t/h 秸秆焚烧锅炉加 1 台 1500kW 汽轮发电机组，改为生物质小型直燃发电。

### 6.4.2 芦苇渣、稻草、秸秆资源概况

（1）主要原料为芦苇渣。岳阳纸业股份有限公司年造纸几十万吨，主要原料是芦苇，产生大量芦苇渣，属废弃物污染环境。每年处理这些废渣需要投入资金上百万元，还需大量人力、物力。

（2）芦苇渣、稻草特性。芦苇渣成分和特性如表 6-4 所示，干燥基元素分析如表 6-5 所示。

**表 6-4　　芦苇渣成分和特性**

| 芦苇渣 | 单位 | 平均燃料 | 最少 | 最多 |
|---|---|---|---|---|
| 湿度含量 | % | 11.0 | 7.0 | 25.0 |
| 干燥基成分 | | | | |
| 固定碳 | % | 18.7 | 16.5 | 21.5 |
| 挥发物 | % | 76.1 | 71.9 | 80.9 |
| 含灰量 | % | 5.2 | 2.6 | 11.5 |

**表 6-5　　干燥基元素分析**

| 干燥基元素分析 | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 碳 | % | 45.4 | 41.5 | 47.8 |
| 氢 | % | 6.1 | 5.7 | 6.7 |
| 氮 | % | 0.6 | 0.40 | 0.96 |
| 硫 | % | 0.08 | 0.05 | 0.148 |
| 氧 | % | 41.16 | 36.77 | 43.36 |
| 氯 | % | 0.14 | 0.07 | 1.19 |

续表

| 干燥基元素分析 | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 含灰量 | % | 6.26 | 2.6 | 12.8 |
| 发热值（干） | MJ/kg | 17.14 | 15.60 | 17.60 |
| 低热值 | MJ/kg（kcal/kg） | 14.97（3580） | | |

原料到厂成本为 130 元/t。

### 6.4.3 生物质小型直燃发电生产过程及主要生产系统

（1）生物质直燃发电生产过程。生物质直接燃烧发电的生产过程是：生物质燃料在特定的蒸汽锅炉中直接燃烧产生蒸汽，驱动汽轮机，带动发电机发电。生物质直接燃烧发电生产过程见第 5 章图 5-4。

（2）生物质直燃发电主要的生产系统。生物质直接燃烧发电主要生产系统包括燃烧系统、汽水系统和电气系统。

1）燃烧系统。生物质直燃发电燃烧系统由锅炉的燃烧部分、生物质加工及传输系统和除灰、除尘、除渣等部分组成，见第 5 章图 5-5。

2）汽水系统。生物质直燃发电汽水系统由锅炉、汽轮机、凝汽器、给水泵以及化学水处理和冷却水系统组成，见第 4 章图 4-16。

3）电气系统。生物质直接燃烧发电电气系统由发电机、变压器、高低压配电装置等组成，见第 4 章图 4-17。

上述生产系统除燃料和燃烧系统与一般火力发电厂略有不同外，其余汽水系统及电气系统均与一般火力发电厂完全相同。

（3）生物质燃料供应。生物质燃料来源的可靠性及收购成本，是建设生物质发电厂的前提条件和决定电厂效益的关键因素。生物质原料的综合成本与发电规模及生物质收集范围、运输费、存储管理费等有关，生物质原料价格测算见表 6-6。

**表 6-6　　原料价格测算表**

| 发电规模（MW） | 1～2 | 5～10 | 10～20 | >20 | 计算依据 |
|---|---|---|---|---|---|
| 原料供应规模（万 t/年） | 1 | 5 | 10 | >20 | 干物质 |
| 平均收集范围（km） | 1～4 | 5～10 | 10～20 | >30 | 以 30%生物质产量计算 |
| 原料基本费用（元/t） | 100 | 100 | 100 | 100 | 直接向农户收购价 |
| 收集及搬运费（元/t） | 40 | 40 | 40 | 40 | 收集与搬运的人工费 |
| 运输费（元/t） | 10 | 15 | 20 | 25 | 每增加 1km 1 元计算 |
| 储存管理费（元/t） | 10 | 15 | 20 | 25 | 管理费主要考虑规模与储存时间等的关系 |
| 综合成本（元/t） | 160 | 170 | 180 | 190 | |

### 6.4.4 1500kW 生物质直燃发电厂建设及运行情况

1500kW 生物质直燃发电厂，按年利用 5000h 计算，年发电量 750 万 kWh，扣除厂用电，年上网电量约 680 万 kWh。生物质能发电厂以秸秆或造纸厂芦苇渣等农林废弃物为原料，每年大约消耗秸秆等生物质 1.2 万 t 左右。秸秆收购半径应在 10km 以内，最好在 5km 以内。

（1）主要设备选型。1500kW 生物质直燃发电厂，由一台 10t/h 生物质锅炉和一台 1500kW 凝汽式汽轮发电机组构成，发电厂接入电力系统并网运行。

1）锅炉选型。根据我国的生产制造能力以及已建成秸秆发电锅炉近年运行情况的调查，认为配套 1500kW 汽轮发电机选择 10t/h 秸秆锅炉是合适的，该锅炉的性能如下。

蒸汽流量：10t/h。

蒸汽压力：锅炉出口处为 9MPa。

蒸汽温度：锅炉出口处为 540℃。

锅炉效率：91%。

秸秆消耗量：每小时 2.4t 左右。

2）汽轮机选型。汽轮发电机组应选用国产系列产品，与锅炉配套的 1500kW 的国产凝汽式汽轮机，其性能如下。

额定进汽压力：8.83MPa。

额定进汽温度：535℃。

额定功率：1500kW。

3）发电机选型。

型号：QF-25-1。

额定功率：1500kW。

额定电压：10kV。

额定转速：3000r/min。

功率因数：0.8。

（2）投资估算。

1）主体设备。10t/h 锅炉本体 50 万元，锅炉辅机系统 70 万元；1500kW 汽轮机及其辅机系统 200 万元；1500kW 发电机组及其保护控制设备 80 万元。以上主体设备总计约 400 万元。

2）升压联网供电系统总计 70 万元。

3）土建，包括征地 1.33hm$^2$ 60 万，基建费用 100 万元，总计 160 万元。

4）设计、安装、调试、培训费 40 万元。

以上总计 670 万元，单位千瓦投资 4500 元/kW。

（3）劳动组织及定员。生物质能发电厂生产人员按 3 班运行制配备，机炉电运行定员 36 人，具体岗位见表 6-7。

表 6-7 岗 位 表

| 岗 位 | 人 员 |
|---|---|
| 汽轮机 | 6 |
| 锅炉 | 6 |
| 电气 | 3 |
| 燃料 | 9 |
| 小修 | 3 |
| 行政管理 | 2 |
| 技术人员 | 4 |
| 后勤 | 3 |

（4）发电成本。发电成本由燃料费、水费、材料费、工资及福利费、检修维护费设备折旧及其他费用构成。

1）燃料费。按发电运行 5000h 计，年发电量为 750 万 kWh，扣除 10%厂用电，年售电量 675 万 kWh。年消耗秸秆 1.2 万 t，按 160 元/t 计，年燃料费 192 万元，每千瓦时电燃料成本为 0.284 元/kWh。

2）工资及福利费。发电厂员工总计 36 人，每人平均年工资 1 万元，总计 36 万元，每千瓦时电人工成本为 0.053 元/ kWh。

3）折旧费。设备按 10 年，土建按 50 年，每年折旧费为 43.2 万元，每千瓦时电为 0.064 元/kWh。

4）水费、材料费、检修费、维护费及管理费等每年 50 万元，每千瓦时电约为 0.074 元/kWh。

以上总计发电成本为 0.479 元/ kWh ，其中燃料成本占 60%，人工成本占 11%，折旧占 13%，运行成本占 16%。

### 6.4.5 小型生物质直燃发电效益分析

#### 6.4.5.1 1500kW 生物质直燃发电厂效益评估

（1）经济效益。

1）发电年产值。根据有关政策规定，上网电价按 0.56 元/kWh 计算，年售电量为 675 万 kWh，年产值为 378 万元。

2）发电厂年利税为 54.7 万元。

3）发电厂全年利润。生物质发电属于再生能源发电，应该享受国家税收优惠政策，如能免税，则年利润可达 54.7 万元。

4）发电厂年利润 54 万元，折旧费 43 万元，投资回收期为 7 年左右。

（2）环保效益。

1）每年可处理 1.2 万 t 秸秆等农作物废弃物，避免农民在田间地头焚烧所造成的严重大气污染。

2）与燃煤电厂相比较，可减少 $CO_2$、$SO_2$、和 $NO_x$ 等大气污染物的排放。

（3）社会效益。

1）1.2 万 t 秸秆可折合 6000t 标准煤，能够缓解我国能源短缺，有利于社会经济可持续发展。

2）农民出售秸秆，以 100 元/t 收购价计算，发电厂收购 1.2 万 t 秸秆可使附近农民增加 120 万元收入。

3）增加农民在当地的就业机会。

#### 6.4.5.2 小型生物质直燃发电与柴油发电经济效益分析对比

我国自 2003 年以来，连续几年夏季供电紧张，许多省份被迫采取限电措施，缓解电力供需矛盾。在这种情况下，有些企业不得不采用柴油发电作为自备电源。现将小型生物质直燃发电与柴油发电效益进行分析对比，见表 6-8。

**表 6-8　　效益分析对比表**

| 发电方式 | 生物质直燃发电 | 柴油发电 |
|---|---|---|
| 装机容量（kW） | 1500 | 1500 |
| 建设投资（万元） | 675 | 300 |
| 运行时间（h/年） | 5000 | 5000 |
| 发电量（万 kWh/年） | 750 | 750 |
| 燃料品种 | 秸秆或芦苇渣 | 柴油 |
| 效率（%） | 19 | 31 |
| 燃料价格（元/t） | 160 | 4000 |
| 燃料消耗（t/年） | 12000 | 2400 |
| 燃料成本（万元/年） | 192 | 960 |
| 人工成本（万元/年） | 36 | 6 |
| 折旧费（万元/年） | 43 | 30 |
| 运行维护费（万元/年） | 50 | 12 |
| 发电成本（元/kWh） | 0.479 | 1.344 |

目前，由于国内外油价上涨，采用柴油发电，其燃料成本占发电成本 95% 以上，发电成本高达 1.344 元/kWh。

小型生物质直燃发电，燃料成本占发电成本的 60%，发电成本为 0.479 元/kWh，如果能用芦苇渣及稻壳等废弃物发电，发电成本还会降低。如果当地生物质资源能满足小型生物质直燃发电的燃料供应，用生物质直燃电厂替代柴油发电厂，将会取得非常好的经济效益。

#### 6.4.5.3 小型生物质直燃发电与大型生物质直燃发电经济效益分析对比

为了便于分析对比，以目前我国正在建设的 24MW 秸秆直燃发电工程为实

例进行经济效益分析。该发电工程采用 2 台 75t/h 高温高压锅炉配 2 台 12MW 汽轮发电机组，工程静态总投资为 2.93 亿元，静态单位投资为 12208 元。该发电厂运行小时按 5000h 计算，年发电量为 1.2 亿 kWh，发电成本为 0.457 元/kWh。年生产成本总计 5962 万元，其中燃料费按 190 元/t 计算共 2280 万元（占 38%），折旧费 1794 万元（占 30%），人工成本 762 万元（占 13%），运行维护费 1126 万元（占 19%）。效益分析对比见表 6-9。

表 6-9 效益分析对比表

| 发电方式 | 小型生物质直燃发电 | 大型生物质直燃发电 |
|---|---|---|
| 单位投资（元/kW） | 4500 | 12208 |
| 发电成本（元/kWh） | 0.479 | 0.457 |
| 燃料费（%） | 60 | 38 |
| 折旧费（%） | 13 | 30 |
| 人工成本（%） | 11 | 13 |
| 运行成本（%） | 16 | 19 |

由于大型生物质直燃发电的主要设备靠进口，而小型生物质直燃发电的全套设备均为国产，所以两者单位投资相差悬殊，但两者发电成本很接近。大型生物质直燃发电效率高，燃料成本只占发电总成本的 38%，但是由于设备昂贵，建设费用高，使得折旧费占发电总成本的 30%，同时运行维护费也相应提高了。如果大型生物质直燃发电能采用国产设备，则发电成本会大幅度降低，经济效益肯定会比小型生物质直燃发电好。

### 6.4.6 结语

大型生物质直燃发电，规模大，效率高，效益好，但是目前主要设备靠进口造成单位投资高，建设费用大；另外，建厂往往受生物质燃料供应的约束。小型生物质直燃发电，由于全部设备国产化，建设费用低，生物质燃料比较容易获得；还可以利用农产品加工企业的废料，如造纸厂的芦苇渣、糖厂的甘蔗渣、粮食加工厂的谷壳等作为燃料，这样发电成本将会大幅度下降，获得非常可观的经济效益。

## 6.5 生物质与煤混合燃烧发电工程

我国首台秸秆与煤混合燃烧发电机组于 2005 年 12 月 6 日，在山东枣庄华电国际十里泉电厂（5 号机组）顺利投产。2006 年 3 月 21 日，中国电力企业联

合会在华电国际十里泉发电厂主持召开了“400t/h 煤粉炉直燃掺烧秸秆发电技术研究与应用”技术成果鉴定会，鉴定委员会经过认真讨论考评，一致认为该项燃烧技术为国内首创，目前在国内处于领先水平。

### 6.5.1 工程概况

十里泉发电厂 5 号机组（140MW）秸秆发电采用生物质与煤混合燃烧技术，该技术在欧洲的一些国家已有成功先例。本工程总建筑面积 3383m$^2$，投资约 8000 万元。改造的主要内容是增加一套秸秆粉碎及输送设备，增加两台额定输入热量为 30MW 的秸秆燃烧器，同时对供风系统及相关控制系统进行改造。改造后的锅炉既可秸秆与煤粉混烧，也可继续单独燃用煤粉，每年可燃用秸秆 10 万 t 左右。改造后，两台新增加的燃烧器所输入的热负荷能达到锅炉额定负荷时的 20%。

十里泉发电厂 5 号机组秸秆发电工程，主要引入了丹麦 BWE 公司的生物质发电理念，并结合十里泉发电厂的自身特点，对国外技术进行了全面的消化和改进，使改进后的生物质秸秆直燃发电技术适用于我国中小型燃煤发电机组四角切圆煤粉炉的改造。该工程的实施还解决了一系列技术难题和难点。

### 6.5.2 掺烧情况

#### 6.5.2.1 掺烧比例、计量方式和改造的设备

秸秆的额定掺烧比例，按热值计为单位输入热量的 20%，质量比约为 30%。

计量采用到货计量方式，即计算秸秆燃料的实际到货量，通过电子汽车衡实现。

改造的设备包括：引风机出力增容改造、燃烧器改造（增加新秸秆燃烧器 2 只）、DCS 控制系统进行改造、供变电系统改造，另外增加一套秸秆制备和输送系统（含厂房）。

#### 6.5.2.2 累计掺烧时间和掺烧连续最长运行时间

2006 年 1～6 月秸秆系统运行统计见表 6-10。

**表 6-10　　系 统 运 行 表**

| 项目/月份 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 一季度 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 二季度 | 1～6 月份 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5 号机组运行小时数 | 509 | 583 | 744 | 1836 | 720 | 744 | 720 | 1464 | 3300 |
| 秸秆系统运行小时数 | 260 | 160 | 504 | 1024 | 640 | 390 | 414 | 1444 | 2468 |

最长连续运行时间为 18h。由于该机组夜间参与调峰，因此零时至早晨六时负荷低时秸秆系统不投入运行。

#### 6.5.2.3 掺烧对运行效率、负荷调节、排放、灰渣利用等的影响

采用秸秆部分替代煤炭燃烧发电对锅炉有一定影响，对锅炉外的其他设备不会造成影响。因秸秆燃烧很难达到较高的烟气温度，国外多数纯秸秆燃烧发电厂的发电效率只能达到30%左右。所以为保证该机组热效率维持不变，锅炉满负荷时需控制秸秆额定热输入为燃煤时的20%。同时，为确保锅炉运行稳定和便于燃烧调整，控制投入秸秆的机组最低负荷为90MW。掺烧秸秆后，烟气流速增加，对流换热增强，但由于容积热负荷下降，换热量基本维持稳定，不会出现蒸汽严重超温现象，而且蒸汽温度整体上会略有降低。经过运行验证，锅炉效率没有明显变化。

### 6.5.3 效益分析

#### 6.5.3.1 掺烧经济性分析

按照机组年利用小时6000h、秸秆发电量占机组发电量的20%分析如下。

若不进行秸秆发电改造，该部分发电量将耗用标准煤约57184t，按目前执行的电价354元/（MWh）计算，年利润总额约为139.16万元。

秸秆发电改造后，运行成本将增加，主要包括：增加投资约8357万元，按机组剩余使用时间10年计算，每年增加折旧费用810.66万元；投资的80%为银行贷款，按年利率5.76%计算，每年增加财务费用385.11万元；年均增加大修费用125.36万元；平均增加运行维护材料费用42.5万元；平均增加秸秆管理人员人工费用80万元；燃用秸秆后每年将增加燃料成本1353.62万元。

经测算，燃烧秸秆发电上网电价达到581.96元/（MWh）才能保持改造前后赢利水平基本一致，该电价比目前燃煤执行的电价354元/（MWh）高227.96元/（MWh）。省物价局和电网对秸秆发电给予了594元/（MWh）的政策支持，以补偿秸秆发电改造投资及增加的运行成本费用，并保持一定的利润。由上述可知，在目前的政策下，秸秆与煤混烧发电的商业化运营是完全可行的。

#### 6.5.3.2 环境效益和社会效益

煤炭与20%的秸秆混烧，按年运行7500h计算，每年将燃烧10.7万t秸秆，相当于减少5.8万t标准煤的消耗量。2006年，该厂共掺烧秸秆5.6万t，折合标准煤2.9万t，减少二氧化硫排放量约621t，增加农民收入两千多万元，大大促进了当地经济的发展。用秸秆燃烧发电使过去烂在田埂、河边，或燃烧污染环境的秸秆变废为宝，并给农民带来实惠。

# 第7章

# 生物质电厂接入系统并网技术研究

## 7.1 生物质大型直燃发电厂接入高压输电系统

一台发电机要并网，需具备两方面的条件：首先，在政策上，要取得电网部门同意并网的批复意见，包括以何种方式并网以及并网电压是多少等；其次，在技术上，发电机出口经升压后的电压、频率、相序、相位要与所并电网一致。

为了避免机组并联时产生大的冲击电流损坏设备，应使待并机组每相电动势瞬时值与电网的电压瞬时值保持相等，即并联运行需满足以下5个条件：

（1）待并发电机的电压有效值 $u_f$ 与电网的电压有效值 $U$ 相等或接近相等，允许相差±5%的额定电压值。待并发电机的电压有效值 $u_f$ 与电网的电压有效值 $U$ 之间的压差 $\Delta U$ 若在允许范围内，所引起的无功冲击电流是允许的；否则 $\Delta U$ 越大，冲击电流越大，这个过程相当于发电机的突然短路。因为待并机组与网络间存在电位差，所以在并联投入时，机组间将产生环流，可能损伤定子绕组端部，而很大的暂态电磁转矩和机组的扭振将损伤机组转轴。因此，必须调整两者间的电压，使其接近相等后才可并列。

（2）待并发电机的频率 $f_f$ 应与电网的频率 $f$ 相等，但允许相差±（0.05～0.1）r/s 以内。若两者频率不等，则会产生有功冲击电流，其结果使发电机转速增加或减小，导致发电机轴产生振动。如果频率相差超出允许值而且较大，将导致转子磁极和定子磁极间的相对速度过大，相互之间不易拉住，容易失步。若投入并联，将产生一个大小和相位不断变化的环流，由此将引起机组的功率振荡，在待并发电机并列时，必须调整频率至允许范围内。通常是将待并发电机的频率调至略高于电网的频率，这样发电机容易拉入同步，并列后可立即带上部分负荷。

（3）待并发电机电压的相位必须与电网电压的相序一致。在发电机并列时，如果两个电压的相位不一致，由此而产生的冲击电流可能达到额定电流的20～30倍，所以是非常危险的。冲击电流可分解为有功分量和无功分量，有功电流的冲击不仅要加重汽轮机的负担，还有可能使汽轮机受到很大的机械应力，这样非但不能把待并发电机拉入同步，而且可能使其他并列运行的发电机失去同步。

在采用准同期并列时，发电机的冲击电流很小。所以，一般应将相角差控制在10°以内，此时的冲击电流约为发电机额定电流的0.5倍。

（4）待并发电机电压的相序必须与电网电压的相序一致。

（5）待并发电机电压的波形应与电网电压的波形一致。如果波形不同，并联投入后将产生高次谐波环流，就会增加运行的损耗，使发电机温度增高，效率降低。

以上条件中第4项关于相序的问题，要求在安装发电机的时候，根据发电机规定的转向，确定好发电机的相序而得到满足。所以在以后的并列过程中，相序问题就不必考虑了。第5项关于电压波形的问题，应在发电机生产制造过程中得以保证。

综上所述，在发电机并列时，主要满足1～3项的条件，机组投入并联运行才安全、可靠、无冲击。否则将会造成严重事故。在并列合闸过程中，发电机与电网的电压、频率、相位角接近但并不相等时，由此而产生的较小冲击电流还是允许的，合闸后，在自整步作用下，能够将发电机拉入同步。

发电机组完成并网功能，除应具有常规的短路、过载及发动机的水温、油温、油压、超速等保护报警功能外，还应有逆功率保护、欠（过）频保护及欠（过）压保护功能。逆功率保护功能是为了使发电机组中的发电机始终工作于发电输出状态，避免使其工作于由电网吸收电能的电动机状态。当发电机组由于发动机工作出现问题而使转速急剧下降时，就出现了电网向发电机组倒送电的状态，这种状态必须切断发电机组与电网的并联开关，使发电机组与电网脱开。

当发电机组与电网成功并网后，由于电网原因出现电压与频率的不正常值——过高或过低，为了保护发电机组不受电网的影响，此时保护装置应立即动作，切断发电机组与电网的并联。同时也可避免由于电网的突然停电而将所有负载都转移到发电机组上，对发电机组造成危害。

为了提高电力系统并联机组的稳定性，电厂还配备了励磁系统。供给同步发电机励磁电流的电源及其附属设备统称为励磁系统，它一般由励磁功率单元和励磁调节器两个主要部分组成。励磁功率单元向同步发电机转子提供励磁电流；而励磁调节器则根据输入信号和给定的调节准则控制励磁功率单元的输出。励磁系统的自动励磁调节器对提高电力系统并联机组的稳定性具有相当大的作用。尤其是现代电力系统的发展，导致机组稳定极限降低的趋势，也促使励磁技术不断发展。同步发电机的励磁系统主要由功率单元和调节器（装置）两大部分组成，如图7-1所示。

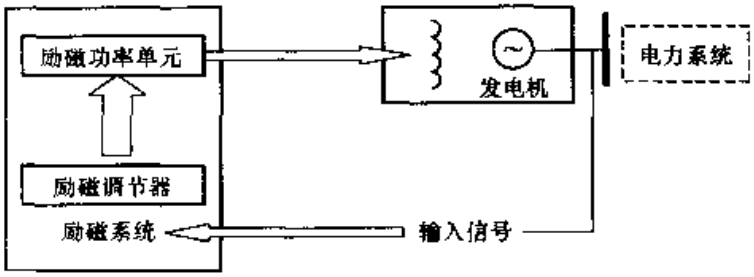



图 7-1　发电机励磁系统

其中，励磁功率单元是指向同步发电机转子绕组提供直流励磁电流的励磁电源部分，而励磁调节器则是根据控制要求的输入信号和给定的调节准则，控制励磁功率单元输出的装置。由励磁调节器、励磁功率单元和发电机本身一起组成的整个系统称为励磁控制系统。励磁系统是发电机的重要组成部分，它对电力系统及发电机本身的安全稳定运行有很大的影响。

励磁系统的主要作用如下：

（1）根据发电机负荷的变化相应地调节励磁电流，以维持机端电压为给定值。

（2）控制并列运行各发电机间无功功率的分配。

（3）提高发电机并列运行的静态稳定性。

（4）提高发电机并列运行的暂态稳定性。

（5）在发电机内部出现故障时，进行灭磁，以减小故障损失程度。

（6）根据运行要求对发电机实行最大励磁限制及最小励磁限制。

同步发电机励磁系统的形式多种多样，按照供电方式可以划分为它励式和自励式两大类。

生物质大型直燃发电厂接入高压输电系统与常规电厂接入高压输电系统基本相似，发电机出口经过自动准同期装置和升压变压器，接入 110kV 线路并入相应电网。现以国能单县生物发电厂为例，对生物质大型直燃发电厂并网过程进行介绍。

国能单县生物发电厂采用隐极式三相交流同步发电机，发电机设计为封闭循环通风系统，空气冷却，发电机与汽轮机直接耦合拖动。发电机转子带有励磁绕组，励磁系统投入给绕组通以直流电，建立发电机磁场。本系统中 110kV 接线为单母线接线，一台发电机接成发电机—变压器组的形式接入 110kV 母线，6kV 厂用电母线支接于发电机出口；35kV 启动备用电源由地区 35kV 供电系统取得，电厂启动时由启动备用变压器倒送电提供启动电源。主变压器 6kV/110kV 升压变压器为三角/星形接线，启动备用变压器为 35kV/6kV 变压

器，星形/星形接线，可调压。主变压器低压侧经断路器，再串接一个电抗器后接到 6kV 母线上，35kV 电压经断路器由启动备用变压器，接到 6kV 母线上。因发电机中性点采用不接地方式，在发电机中性点装设电压为额定相电压的避雷器，防止三相进波在中性点反射引起过电压。后备解列点设置在发电机出口断路器，第一解列点设在主变压器 110kV 侧断路器，主变压器采用有载变压器。

单县生物发电厂电气主接线系统如图 7-2 所示。发电机正常运行时，其电压正常变动范围为±5%，最高运行电压不得超过 10%。此时若功率因数不变，发电机额定出力不变。发电机电压降低 5%时，允许定子电流升高 5%；如果发电机电压继续降低，则定子电流升高最多不超过 10%。事故情况下，为调整系统电压，允许发电机电压在±10%范围内变化，此时转子电流不超过额定值。发电机各相电流之差不得超过额定值的 10%，同时任一相电流不得超过额定值，否则应降低发电机出力至允许范围。发电机主要参数如表 7-1 和表 7-2 所示。

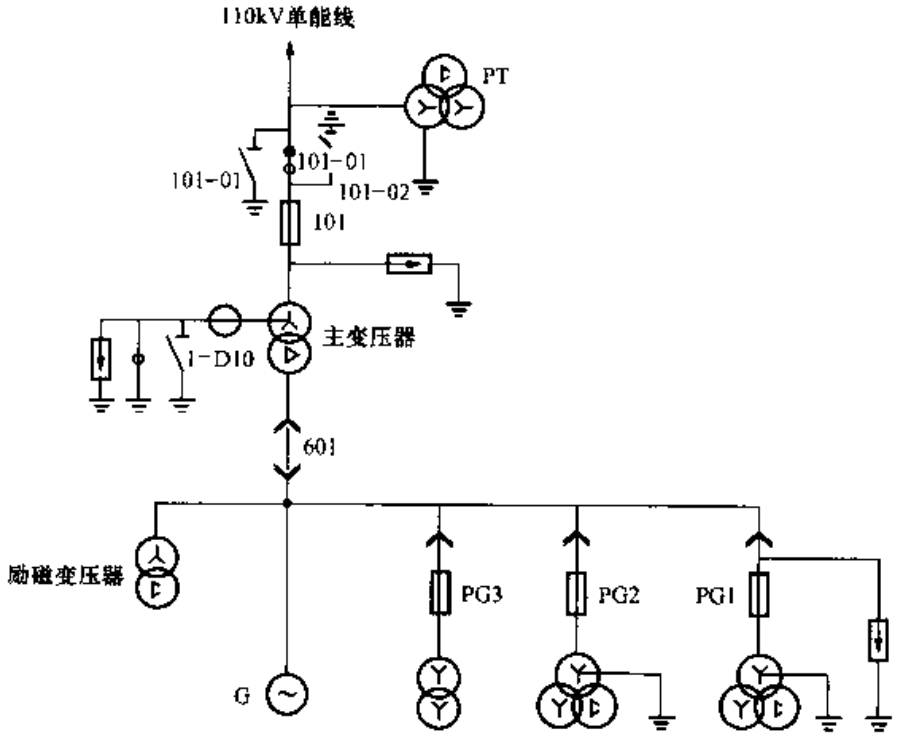



图 7-2 单县生物发电厂电气主接线系统图

表 7-1 发电机基本参数

| 项　　目 | 单　位 | 数　据 | 项　　目 | 单　位 | 数　据 |
|---|---|---|---|---|---|
| 额定功率 | MW | 30 | 相数 | 相 | 3 |
| 定了额定电压 | kV | 6.30 | 定子接法 | | 2—Y |

续表

| 项　　目 | 单　位 | 数　据 | 项　　目 | 单　位 | 数　据 |
|---|---|---|---|---|---|
| 定子额定电流 | A | 3437 | 效率 | n% | 97.87 |
| 转子额定电压 | V | 195.8 | 冷却方式 | | 密闭循环式空气循环 |
| 转子额定电流 | A | 392.5 | 定转子绝缘 | 级 | F/B |
| 功率因数 | | 0.8 | 额定容量 | MVA | 37.5 |
| 转速 | r/min | 3000 | 频率 | Hz | 50 |
| 定子铁芯损耗 | kW | 118.63 | 短路损耗 | kW | 148.6 |
| 机械损耗 | kW | 319.26 | 励磁损耗（75℃） | kW | 66.73 |
| 零序电抗 | X | 0.075 | 负序电抗 | X | 0.1696 |
| 空载励磁电压 $u_f$ | V | 48.1 | 空载励磁电流 $I_f$ | A | 136.3 |
| 直轴同步电抗 | Ad | 2.297 | 定子绕组总漏抗（标么） | Ex. | 0.114 |
| 直轴超瞬态电抗 | Ad″ | 0.139 | 直轴瞬态电抗 | Ad′ | 0.235 |

**表 7-2　　机 组 频 率 特 性**

| 频率（Hz） | 允 许 运 行 时 间 | |
|---|---|---|
| | 累计（min） | 每次（s） |
| 51.5 | >30 | >30 |
| 51.0 | >180 | >180 |
| 48.5～50.5 | 连续运行 | |
| 48.0 | >300 | >300 |
| 47.5 | >60 | >60 |
| 47.0 | >10 | >10 |

发电机无功功率调整遵循发电机 $P-Q$ 曲线，达到满无功负荷为止。发电机频率正常应保持在（50±0.2）Hz 范围内。发电机功率因数一般不超过迟相的 0.95 时，发出感性无功，当自动励磁装置投运时，在必要情况下允许在一段时间内在迟相 0.95～1 范围内运行。发电机运行中，若功率因数低于额定值，需调整励磁使发电机出力尽量带到允许值。发电机正常运行时为自动励磁，功率因数波动过大时，应改为手动励磁方式。

该系统既可以采用手动同期方式并网，也设有自动准同期装置，采用自动准同期方式并网。

手动同期并网由操作人员观察同期表状态，调整发电机频率、电压和相角，满足同期条件后，待同期灯最暗，同期表指针缓慢旋转接近同步点时，发出 101 开关合闸指令。待 101 开关合闸，切除同期开关，并调整有功、无功负荷到预

定点。手动同期并网操作结束。

手动同期操作要求运行人员有丰富的运行经验，经验不足者若不能掌握好合闸时机，容易发生非同期并列事故。因此本系统设有自动准同期装置，使同期并网自动化，降低同期并网风险。图 7-3 所示为自动准同期逻辑。

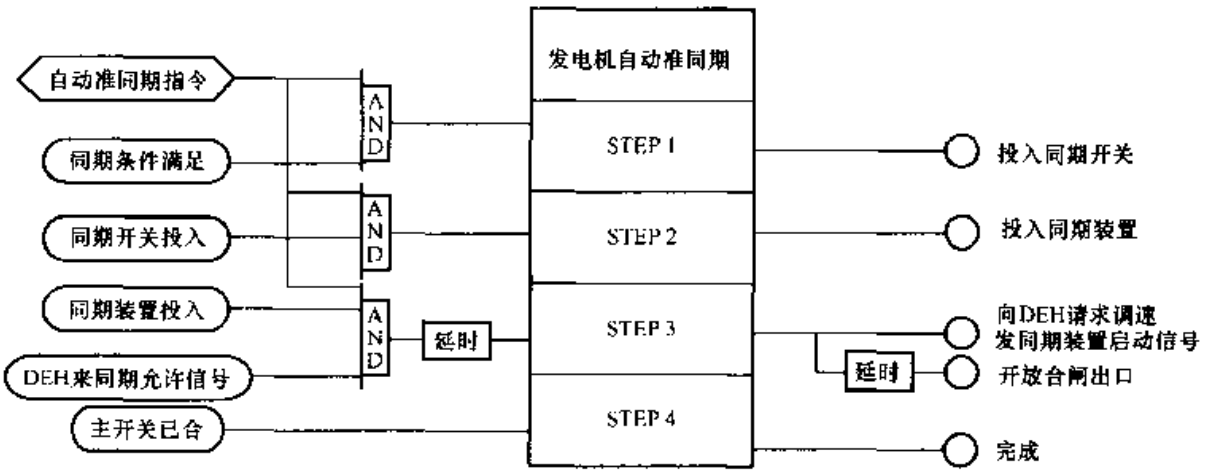



图 7-3 发电机自动准同期逻辑图

待投入励磁电流，并通过 AVR 励磁调节器使发电机电压满足同期并网条件后，操作人员发出自动准同期并网指令。首先投入同期开关，然后给同期装置上电，并向 DEH 请求调速，待 DEH 发来同期允许信号，同期装置启动，并开放合闸出口。同期装置根据系统频率，检查并发出脉冲调整发电机转速，待前述各同期并网条件都满足后，发出 101 主开关合闸指令，待主开关合闸，自动准同期并网结束。发电机组与电网通过同期装置的检测达到同步点后，即可使机组与电网投入并网运行。通过调节发电机的电压调整电位器和速度调整电位器，使发电机组的电压特性曲线和频率特性曲线分别向上调整，其与电网的电压特性曲线和频率特性曲线的相交点即为发电机实际所带的无功功率和有功功率。发电机组所带的有功功率和无功功率应按实验工艺的要求缓慢调节。

该系统采用静止励磁系统的励磁方式，启动机组时由直流系统提供 220V 的直流启动励磁电流，正常运行时由励磁变压器经三相全波可控硅整流器装置提供励磁电源，经过滑环炭刷送到发电机转子。

系统配置的可控硅整流装置具有必要的备用容量。功率整流装置的并联支路数量大于等于 4，如果有一支路退出运行仍能保证强行励磁电流，两支路退出运行能提供发电机额定工况下所需的励磁电流，此时可以限制发电机强行励磁。

发电机采用 AVR 数字型自动励磁调节器，通过调节发电机的励磁实现发电机电压调节、无功调节。AVR 的调压范围在发电机空载时能够在 70%～110%额定电压范围内稳定平滑调节，整定电压的分辨率不大于额定电压的 0.2%。手动调压的下限不高于发电机空载励磁电压的 20%，上限不低于发电机额定励磁电压的 110%。为了保证 AVR 运行的可靠性，将其配置成为双通道系统。一个通道为运行通道，正常工作；另一通道为备用通道，能自动跟踪，自动切换。备用通道可以满足包括强行励磁在内的所有工况要求。

励磁调节器具有四种调节方式：

（1）电压调节。维持发电机机端电压恒定。

（2）电流调节。维持发电机励磁电流恒定。

（3）无功调节。实现无功功率反馈和恒无功运行。

（4）功率因数调节。维持发电机功率因素恒定。

AVR 为励磁系统提供以下保护功能：

（1）断线保护。当励磁 PT 和仪表 PT 均断线，调节器自动转入手动电流调节方式。

（2）过励限制。在强行励磁或励磁过流达到允许时间时，自动将励磁电流限定在额定值。

（3）顶值限制。强行励磁时，自动将励磁电流限制在允许的励磁顶值电流。

（4）欠励保护。发电机进相时，当进相深度超过低励磁限制时，自动增加励磁电流。

（5）电压/频率比率限制。根据机组频率限制发电机励磁电流，防止低频过励磁。

（6）误强行励磁保护。非正常强行励磁时，发出报警信号，并自动切除故障通道。

（7）空载过电压保护。空载状态下发电机电压过高时（大于 130%），自动调整给定电压，使发电机电压保持额定值运行。

该系统的发电机一变压器组保护主要有：

（1）发电机纵联差动保护。

（2）发电机复合电压闭锁过流保护。

（3）发电机励磁回路接地保护。

（4）发电机定子接地保护。

（5）发电机对称过负荷保护及逆功率保护。

（6）主变压器差动保护。

（7）主变压器复合电压过流保护。
（8）主变压器对称过负荷保护。
（9）主变压器非电量保护。
（10）厂用变压器保护。
（11）失磁保护。
（12）横差保护。
（13）励磁保护。

## 7.2 生物质中小型发电厂接入配电系统方式探讨

生物质发电采用的可再生资源包括秸秆、木屑、木材加工余料、动物尸体、食品加工副品等，这些生物质成长的周期性决定了燃料有限的可再生性。同时，我们目前面临生物质资源分布不均匀且燃料收集季节性差异大、生物质资源多样性及热值的不确定性等问题。虽然高效能源植物研究课题可以部分缓解生物质燃料问题，但是考虑到能源植物的种植不能和耕地争地，能源植物的种植不能适应各个地区，生物质能发电收购半径不宜过大，将来社会发展导致的对有限资源的竞争，生物质能发电要发展成一个可持续发展的大产业等方面因素，小型化生物质电厂会占据一定比例，从目前情况看，许多生物质直燃发电厂已经向小型化发展。气化、沼气等生物质发电技术当前和今后很长一段时间也会以中小型化模式发展。

### 7.2.1 分布式电源的特点

分布式电源的兴起，是地球环境可持续发展政策与技术进步的产物。当分散独立的小电源效率较低不宜大量应用时，当它无需联网与大电网无关时，当它数量很少被浩大的公共电网忽视不计时，根本没有分布式电源这个名词。只是当新型高效绿色的小型独立电源为可持续发展政策所重视并日益发展壮大时，分布式电源技术及其名词才应运而生。

从20世纪末起，分布式电源在工业发达国家里兴起，有三方面的原因：

（1）各种小型分散型绿色环保电源迅速发展，所占比重越来越大，对电力系统的潜在影响越来越大，迫使世界对其重视。

（2）大电网的发展受到环保和需求的限制，为分布式电源的发展提供了机遇；各种分布式电源多属清洁可再生、可持续技术，适应了地球环境保护及可持续发展政策的需要。

（3）欧美国家放宽了对电力行业的管制，解除了对小型分散式电源的限制，

实行了所谓电力自由化。

分布式发电（Distributed Generation）或分布式电源（Distributed Resource，DR）是指区别于集中发电、远距离传输、大互联网络的传统发电形式，为满足某些终端用户的需求，模块式分布在负荷附近的清洁环保的、经济、高效、可靠的发电方式及储能的联合系统。它们的规模一般不大，功率在几十千瓦到几十兆瓦范围内。常见的 DG 形式包括了一些采用天然气、生物质、风能等具有环境友好特性的能源，因此这种发电技术是一种可利用多种能源的技术。此外，为了提高能源的利用效率和降低成本，往往采用冷热电三联供（Combined，Cooling，Heat and Power）的形式，因此，从能源利用、节能和环保的角度，这种发电技术被认为是一种极有发展前途的发电技术。随着分布式发电技术水平的提高，以及各种分布式电源设备性能的不断改进和效率的不断提高，分布式发电的成本也在不断降低，分布式发电的应用范围将不断扩大。目前，这种电源在我国仅占极小比例，但可以预计在未来的若干年内，分布式电源不仅可以作为集中式发电的一种重要的补充，还将在能源综合利用上占有十分重要的地位。无论是解决城市的供电、还是解决边远和农村地区的用电问题，都具有巨大的潜在市场，一旦解决了主要的障碍和瓶颈，分布式发电（电源）系统将获得迅速发展。

在我国，随着经济建设的飞速发展，我国集中式供电网的规模迅速膨胀，这种发展所带来的安全性问题不容忽视。由于各地经济发展很不平衡，对于广大经济欠发达的农村地区来说，特别是农牧地区和偏远山区，要形成一定规模的、强大的集中式供配电网需要巨额的投资和很长的时间周期，能源供应严重制约这些地区的经济发展。相对于集中式发电不能灵活跟踪负荷的变化，局部事故极易扩散，导致大面积停电等弊端，发展 DG（DR）的重要意义主要在于以下几个方面。

（1）经济性。分布式发电的输配电损耗很低，无需建配电站，可降低或避免附加的输配电成本，同时土建和安装成本低。

（2）环保性。因其采用可再生能源作为燃料，故可减少有害物的排放总量，减轻环保的压力。大量的就近供电减少了大容量、远距离、高电压输电线路的建设，由此不但减少了高压输电线的电磁污染，也减少了高压输电线的征地面积和线路走廊，减少了对线路下树木的砍伐，有利于环保。

（3）能源利用的多样性。分布式发电可利用多种能源，并同时为用户提供冷、热、电等多种能源应用方式，因此是解决能源危机和能源安全问题的一种很好的途径。

（4）调峰作用。调峰性能好，操作简单；由于参与运行的系统少，启停快速，便于实现全自动，可降低电力峰荷，起到了电力调峰的作用。

（5）安全性和可靠性。在意外灾害发生时继续供电，已成为集中供电方式不可缺少的重要补充。当大电网出现大面积停电事故时，具有特殊设计的分布式发电系统仍能保持正常运行，分布式发电可以弥补大电网安全稳定性的不足，由此提高供电的安全性和可靠性。

（6）电力市场问题。分布式发电是一种适应电力市场发展的需要、由多家来发展电力事业的良好方式。

（7）投资风险。分布式发电的装机容量一般较小，建设周期短，因此可避免类似大型发电厂建设周期长带来的投资风险。

（8）边远地区的供电问题。我国许多边远及农村地区远离大电网，因此难以从大电网向其供电。分布式发电系统可对区域电力的质量和性能进行实时监控，非常适合在农村、牧区、山区推广。对于发展中的中、小城市或商业区的居民供电，采用太阳能光伏发电、风力发电和生物质能发电的独立发电系统不失为一种优选的方法。

如果说电力市场化是电力行业的重大改革，那么分布式发电可认为是电力行业的重大技术改革，两者共同作用将使未来世界的电力行业呈现全新的面貌。由于分布式发电设施的安装周期短，不需要现存的基础设施，而且与大型的中央电厂及发电设施相比总投资较少。因此，在电力竞争性市场建立后，分布式发电的作用将会日益明显和重要，从而可与现有电力系统结合形成一个高效、灵活的电力系统，提高整个社会的能源利用率，提高整个供电系统的稳定性、可靠性和电力质量。

综上所述，由生物质能发电燃料的特性和分布式发电的发展趋势决定了生物质发电必然向中、小型化发展。

### 7.2.2 分布式电源并网模式

分布式电源同配电网并网运行，可以有效降低电力峰荷、缓解电压骤降、消除过负荷和堵塞、增加输电裕度，充分发挥 DG 机组的优势，还可提高能源利用率，减少污染物的排放，降低配电网损失，并且大大提高供电可靠性。当 DG 机组并网之后，机组多余的电量可以向外输送，不足部分由电网补充，可以使发电机始终运行在一个比较经济的工况下。同时，并网后由于有大的电力系统作为支撑，用户的用电质量可以得到很大改善。当电力系统出现异常故障的时候，DG 机组也可以作为备用电源保障重要负荷的用电。世界许多能源电力专家认为，大电网与分布式发电相结合，是节省投资、降低能耗、提高电力

系统可靠性和灵活性的主要方式。

DG 并网运行是指 DG 机组在正常运行状态下，与常规配电网在主回路上存在电气连接，连接点一般称为“公共连接点”（简称 PCC）。电气连接包括电缆直接连接、经过变压器连接、经过逆变器连接等方式。一般而言，鉴于其容量小的特性，分布式电源根据并网 DG 机组容量的不同，选择不同的并网电压，直接接入配电系统（380V 或 10kV 配电系统）并网运行。DG 机组并网运行按照功率交换方式，可分为普通并网和并网不上网两种。普通并网时 DG 机组可以向电网输送多余功率，如图 7-4 所示；而并网不上网时则严格禁止 DG 机组的功率外送，如图 7-5 所示，即 PCC 处功率流向只能是从电网流向 DG 用户。

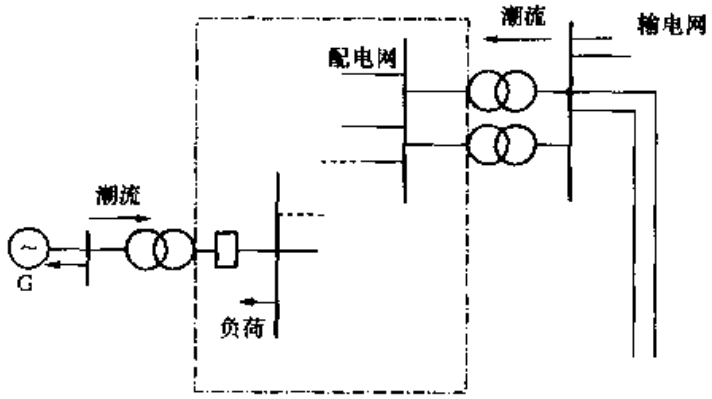



图 7-4　分布式发电与配网共同对用户供电

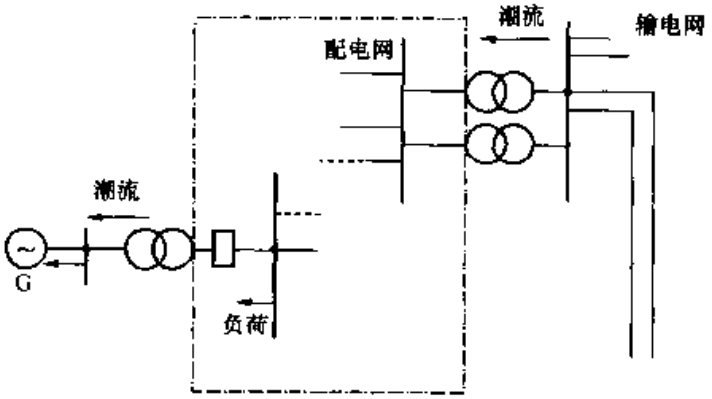



图 7-5　由配网给分布式电源补充供电

从自身的经济性和安全性方面考虑，广大 DG 发展商希望能够将 DG 并入到电力系统中，实现 DG 并网运行。尽管世界上分布式发电（电源）的发展十分迅速，但 DG（DR）在我国的发展还刚刚起步，分布式电源并网存在不少瓶颈和障碍，因而进展并不理想。这些问题主要体现在以下几个方面：

（1）缺乏与 DG 并网相关的法律、法规和行业规范。目前许多国家和地区都提倡分布式电源并网运行，并且制定了相关的并网规范。包括美国、日本在

内的发达国家正在积极开展分布式发电项目。而我国发展相对缓慢，一些政策法规尚不健全，尤其在并网技术标准上还是空白，使得投资商不愿新建不能并网的电厂。因此，我国应加快 DG 并网条例的制定，使得分布式电源并网有章可循，使得小电源并网得到政府的鼓励和支持，从而促进我国 DG 项目的快速发展。

（2）电业宏观规划的不确定性。目前分布式电源的发展非常迅速，在电力能源中所占的比重越来越大，已经不可忽视。因此，在一个国家或地区的宏观发展规划中，必须对分布式电源的发展和影响作出预测、引导和切合实际的设计，而这也必然会影响到发电事业的规划布局。因为分布式电源本身具有各种不确定性，会使这种规划设计难以准确合理，也会具有很大的不确定性。

（3）电力市场及计量问题。成本不同品质各异的分布式电源进入电力市场，必然会冲击原来的市场格局，影响电力经济。目前，我国的分布式发电大多不考虑 DG 所发电力上网的运行方式，今后一旦需要向配电网送电时，不但需要增加双向计量的表计，高峰和低谷电价如何计算也将成为一个主要问题而需慎重考虑。我国目前尚未开放配电网侧的电力市场，而 DG 的接入与配电网侧的电力市场密切相关，交易方式、电价和服务都必须作出适时的调整和变化。

（4）分布式发电与配电网并网的技术问题。DG 并网之后，配电系统将发生根本性的变化，从单电源辐射式网络变为双端或多端有源网络，传统的配电网络规划、运行方式都将不再适用；配电网自动化和需求侧管理的内容也要重新考虑；分布式电源之间的控制和调度必须加以协调；整个配电系统将变成全新的复杂网络系统。分布式发电的接入改变了配电系统的潮流分布和短路电流分布，现有的配电保护必须进行调整与改变，才能保证配电网的安全稳定运行和发挥分布式发电应有的优越性。原有的配电系统保护和重合闸设计结构必须进行相应的调整和改变，否则，分布式电源会使配电网的故障无法及时、准确地切除，造成对配电系统稳定、设备健康状态的破坏。

电力系统业内人士担心大量 DG 的并入会给电力系统的安全性、稳定性带来隐患，小电源对电网的干扰问题也一直是电力部门拒绝小电源并网的理由之一。由于供电部门通过配电网对用户供电，需保证相当高的可靠性和电能质量，所以往往只有在 DG 对配电网的不利影响基本消除后，供电部门才允许 DG 与配电网并网运行。在欧洲，正在研究普及分布式电源的政策，在技术开发方面，尤其重视电力系统与分布式电源的连接问题，并为此在 2001 年 12 月制定了一个旨在促进包括分布式电源的“能源网络通道”的名为“Integration”的计划。

这是一个通过统一协调欧洲包括欧盟各成员国的分布式电源，确保电力供给的安全性和可靠性的研究开发计划。

### 7.2.3 分布式电源并网运行对配电网的影响

从目前国外所进行的研究看，DG 并网运行对配电网带来的问题和影响主要表现在以下方面。

（1）对潮流的影响。因为中、小型生物质能发电可能因自身的原因或燃料供应方面的原因而频繁启停，从而使配电线路负荷潮流不断发生大的变化，使得电压调整变得很困难，容易导致电压超标。尤其是大片区域内 DG 的群起群落现象，会造成大面积潮流变动，增加了系统的控制难度，使得供电质量难以保证。如何控制 DG 的投切，避免大量 DG 群起群落对系统造成的冲击，成为保证系统供电质量的一个重要问题。

（2）对电能质量的影响。由于分布式电源的原理和种类各不相同，形式复杂，有的还受气候等自然因素的影响，因此，各种分布式电源发电的功率、容量、品质和控制性能等具有多变性、不定性，差异性也很大。不仅各种分布式电源的电能品质差别较大，难以稳定，而且会严重地影响系统的电能品质，使之难以满足用户的要求，并会对供电服务的质量产生严重的影响。DG 的频繁启动会使配电线路上的负荷潮流变化大，从而加大电压调整的难度，调节不好则会使电压超标。

（3）对电压的影响。虽然 IEEE 1547 标准中明确规定分布式电源不允许主动调节接入点电压，并规定 DG 并网所引起的公共联络点电压波动不应超过 5%，但是 DG 接入必然会引起相关线路和区域中的潮流发生变化，从而影响到稳态电压的分布。研究表明，接入分布式电源后，配电网各节点电压均可能改变；分布式电源接入点不同，对电压的影响不同；分布式电源的容量不同，对电压的影响也不同。另外，由于 DG 接入配电网后改变了配电网各节点的电压，这必然会引起各线路损耗的变化。负荷节点电压的变化与 DG 接入点和母线间的距离、接入容量、有功无功配比以及接入方式（集中接入或多点分散接入）密切相关。

大容量的分布式电源会使所在线路电压越上限，而当其因故停役时，又可能引起线路电压越下限。因此，相邻线路必须增加附属设施才能满足电压调整的需求，这也增加了接入分布式电源的投资总成本。

各个国家和地区根据自身电网特点，都对 DG 机组并网电压有所规定。中国现有的一些 DG 项目的情况如表 7-3 所示，通过这些项目的试点运行可以积累运行经验，根据各个地方的电网特点制定出适合本地网络的 DG 机组并网电

压，使机组运行在一个安全合理的电压水平上。

表 7-3 中国部分 DG 机组并网电压

| 项目地点 | 上海浦东机场 | 上海闵行中心医院 | 北京燃气集团大楼 | 北京次渠 |
|---|---|---|---|---|
| 机组容量 | 4000kW | 400kW | 480kW+725kW | 80kW |
| 并网电压 | 10.5kV | 400V | 400V | 400V |

DG 机组并网后，会引起系统内潮流的变化，为了使这种变化处于可控的范围内，就要对 DG 机组的容量进行限制。另外，由于 DG 机组的启、停机不受电力系统调度部门的控制，所以如果单台机组容量过大，启、停机时就会对周围的用户用电造成较大的影响。例如感应发电机需要从电力系统中获得无功支持才能正常运行，当它启动时会造成电压突然下降，而它运行时吸收大量无功，则会使得线路上的无功电流和无功损耗都增加。在美国德州的 DG 并网规定中，为了减小机组启、停机时的冲击和保证其他用户的安全用电，限制 DG 机组的总容量不能超过最大负荷的 25%。

由于 DG 机组的容量较小，易受到负荷变化的影响，而且其控制和运行措施还不完善，如逆变器装置还存在换相失败的可能。因此，DG 机组并网可能会给电力系统带来不稳定的因素，其主要表现就是在电能质量上。当 DG 机组与电力系统并网运行时，机组向当地交流负载提供电能和向电网发送电能的质量都应得到控制，在电压、频率、谐波和功率因数等方面也应满足实用性并符合标准。当出现偏离标准（电压凹陷、瞬时断开等）的越限状况，应将 DG 机组与电网分离。为了减小并网带来的影响，保证一般用户的用电利益，各国在 DG 机组并网条例中都对运行参数作出了明确的规定。

DG 机组并网后，将直接影响输配电网络对一般用户的供电质量。供电电压是供电质量的重要指标，供电部门有责任保证供电电压在规定的范围内。一些工业用户的感应电动机在电压跌落到一定程度以后，会停止转动，吸收大量无功，并使电压进一步降低。如果一个电力系统处于重载，负荷接近临界状态，无功电源已达极限，系统很小的电压降低，或负荷稍微增加都将打破平衡，导致局部的电压失稳，最终使整个系统的电压崩溃。而当电压升高时，负荷运行的电流会增大，导线的发热不能及时散发，会加速线路的绝缘老化，甚至会因为超出其设计电压承受能力而损坏。当 DG 机组接入电网后，由于在局部多出了一个电源，会造成电压被抬高，有可能超出规定的正常范围。为此需要 DG 机组作出调整，降低出口电压，或减少机组出力。尽管电压稳定是整个系统的问题，但它开始于某一负荷点电压质量的恶化，并向全系统扩展，所以各个国

家和地区对于 DG 机组与电网连接点的电压都有明确的规定。表 7-4 中详细列出了电压要求的具体内容（在加州 11kVA 以上机组可规定专门的电压运行范围，如果没有规定则按照 80%～110%的原则运行）。当电压超出正常范围后，为了保障整个系统的安全，避免 DG 机组运行使电压偏差加剧的情况出现，DG 机组要在规定的时间内和电网分离。

**表 7-4　　DG 运行电压范围的规定**

| 美国德州 | 美国加州 | 中国台湾省 | 澳大利亚 |
|---|---|---|---|
| 90%～105% | 80%～110%<br>（小于 11kVA 的机组） | 95%～105%<br>（22.8kV 以下并网的机组） | 94%～110%<br>（光伏电站） |

（4）对频率的影响。保证频率稳定是电网运行的关键任务之一。整个电网是一个同步系统，要求所有节点的频率必须保持一致，这样系统才能稳定运行，DG 机组并网运行时其发电频率要和电网频率保持一致。DG 机组由于容量较小，占系统比例很小，因此，DG 机组的启、停机对于系统的频率没有太大影响。但是电力系统的频率变化会对 DG 机组造成影响，使用同步发电机的 DG 机组在并网运行的时候，发电机运行的频率要和电网频率保持一致，这就要求 DG 机组的控制系统能够监测电网频率，并调整发电机转速。为了保证电力系统安全稳定运行，并保护并网的 DG 机组，各个国家和地区都对 DG 机组并网处的频率有严格的要求，见表 7-5（加州规定大于 11kVA 容量的 DG 机组，可以配有调频运行的装置）。

**表 7-5　　DG 机组运行频率要求**　　（Hz）

| 美国德州 | 美国纽约 | 美国加州 | 澳大利亚 |
|---|---|---|---|
| 59.3～60.5 | 59.3～60.5 | 59.3～60.5（小于 11kVA 的机组） | 49.8～50.2<br>（光伏电站） |

当 PCC 点的频率超出正常范围后，要在规定时间内将 DG 机组和电网分离，理想的电力系统，应该能够提供标准的工频正弦波形电压给用户。

（5）对功率因数的影响。DG 可以通过励磁调节或移相装置来控制输出的无功功率，而传统的配电网也会采用电容器投切的方法来跟踪系统的无功变化。因此，配电网电容器投切应与 DG 的励磁调节相配合，否则会出现争抢调节的现象（即 Hunting 现象），如果不能协调 DG 的无功调节和配电网电容器投切操作，也会出现争抢调节现象。当配电网故障时，DG 有可能采取解列运行的方式，但解列后再连接时的判同期问题成为减少对配电网的冲击所必须考虑的重要问题，应有一定的控制策略和手段来给予保证。为了减少配电系统对于 DG

机组的无功依赖，保证机组停止运行后系统电压仍然稳定，DG 机组应在高功率因数下运行；同时，在 DG 机组和电网并网处应当加装无功补偿装置，表 7-6 所示为各个国家和地区对功率因数的要求。

表 7-6 功 率 因 数 规 定

| 美国加州 | 美国纽约 | 中国台湾（白天） | | 中国台湾（夜间） |
|---|---|---|---|---|
| 大于 0.9（超前或滞后） | 大于 0.9（超前或滞后） | 0.85 滞后到 1.0 之间（同步发电机） | 0.85 滞后到 0.95 超前（感应发电机加无功补偿装置） | 尽量维持在 1.0 |

（6）电压波动和闪变。随着大量的基于计算机系统的控制设备和自动化程度很高的用电设备相继投入使用，工业用户对电能质量的要求越来越高。对于一般的 DG 机组，由于其机组容量小，惯性小，容易受到负荷变化的冲击。有仿真计算的结果表明，当 DG 机组强制跟随负荷变化调整机组出力时，如果机组的控制系统调整不当，调整量与实际负荷的变化不匹配，此时会造成发电机出口处电压的幅值在很长的时间内保持周期性波动，频率在 6～7Hz 之间。而对于不包含 DG 机组的配电网，尽管负荷随机扰动同样可能会引起电压的波动，但因配电系统没有电源，系统很快就会达到新的稳定平衡点，而不会出现长时间的持续小幅波动。

（7）谐波污染问题。由于非线性负荷等谐波源的存在，电网中存在谐波。谐波会增加谐波有功和无功，降低电压，浪费电网容量，使电量计量不准，还会造成电容器等电力元件产生过流、升温、击穿等事故，同时谐波还会对继电保护设备产生影响，造成误动作。以逆变器等电力电子元器件作为并网接口的 DG 系统，不可避免地会给电网带来谐波污染。IEEE 1547 中规定，当分布式电源并入电网时，注入公共连接点处的畸变电流不应超过表 7-7 所给定的限值。其中，基值电流为分布式电源的额定电流；偶次谐波的限值为表中奇次谐波限值的 25%。

表 7-7 最大谐波畸变电流限值表

| 谐波次数 $h$（奇次） | $h<11$ | $11\leqslant h<17$ | $17\leqslant h<23$ | $23\leqslant h<35$ | $35\leqslant h$ | 总畸变（TDD） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 单位（%） | 4.0 | 2.0 | 1.5 | 0.6 | 0.3 | 5.0 |

（8）孤岛效应问题。孤岛效应指的是在大电网断开后，独立的并网发电系统继续向区域负荷供电的现象。DG 在孤岛状况下运行时，可能会给用户和线路维修人员的人身安全带来危害，对线路和设备安全造成威胁，用户的供电质量也很难得到保障。DG 的孤岛运行还可能带来非同期重合闸的危险。

（9）对配电网保护系统的影响。由于传统的配电网为单电源放射状结构，其保护系统相对较为简单。一般来说，我国配电系统主要采用速断和过电流两种保护方式。速断保护会保护线路的全长，瞬时动作切除故障；过流保护作为线路的后备保护，延时 0.5～1s 动作。考虑电网 80%～90%的故障为瞬时性故障和不同线路的具体特性，应分别采用重合闸前加速与重合闸后加速装置以快速恢复瞬时性故障，提高供电可靠性。配电网中大量的继电保护装置早已存在，不可能为了新增的 DG 而作大量改动，DG 必须与之配合并适应它。当系统发生故障时，如果相关的 DG 不能及时断开，就会向故障点提供故障电流，这可能会带来保护误动作、保护拒动作、故障等级上升等不良后果。通过建模仿真证明，分布式发电装置的接入会降低所在线路的保护灵敏度或缩小保护范围，另外，当相邻线路故障时，分布式电源的接入有可能引发所在线路保护误动作。DG 对配电网保护的影响，与 DG 装设的位置及容量密切相关。DG 给配电网保护系统带来的难题主要表现在以下几个方面。

1）分布式电源引起保护拒动作。分布式电源提供的故障电流降低了所在线路保护的检测电流值，使相应保护因达不到动作值而不能启动。

2）分布式电源引起保护误动作。相邻线路发生故障时，分布式电源的反向电流使其所在的健康运行线路的保护误跳闸。

3）配网故障水平的变化。分布式电源既可能造成故障电流的增加，也可能造成故障电流的减少。若某配电区域的分布式电源容量很大，而使故障电流产生大幅度的变化，则必须提高其断路器的容量，升级保护装置。

4）非同期重合闸与故障点电弧重燃。配电网的故障 80%～90%的部分是瞬时性的，重合闸的应用对提高系统供电可靠性，减少电网维护量有着相当重要的作用。在辐射式配电网结构下，重合闸在迅速恢复瞬时性故障线路供电时，不会对配电系统产生任何冲击和破坏。当分布式电源接入配电线路后，如果线路因故障跳闸后，分布式电源所形成的电力孤岛保持了功率和电压在额定值附近运行，分布式电源极有可能在重合闸动作时没有跳离线路，将产生潜在的威胁。IEEE 1547 标准明确规定配电网故障后，相关 DG 应该在区域重合闸之前断开。如果不能正确断开 DG 将可能带来两种比较严重的后果：

a. 保护装置动作后，由于电网电源的失去，电力孤岛很难与电网保持完全同步。独立运行 DG 无法保持与电网同步运行，两者之间的相角差可能出现在 0°～360° 之间的任何一个位置，结果可能导致非同期重合闸。而分布式电源在其所接的线路故障重合闸时，如果没有跳闸脱网，造成的非同期重合闸可能引起保护误动作、设备受损，线路无法及时恢复运行，而会增加用户的停电时间，

降低供电的可靠率。

b. 在失去电网电源后，故障点可能由于分布式电源的维持而没有消除。由于DG一直维持故障电流存在，当进行重合闸时，电网电源再次接入。由于电网电源的作用，可能引起故障电流跃变，引起故障点电弧重燃，导致绝缘击穿，进一步扩大事故。

5）短路电流问题。虽然在许多情况下，DG接入配电网侧装有逆功率继电器，正常运行时不会向电网注入功率，但当配电系统发生故障时，短路瞬间会有DG的电流注入电网，增加了配电网开关的短路电流水平，可能使配电网的开关短路电流超标。因此，大功率DG接入电网时，必须事先进行电网分析和计算，以确定DG对配电网短路电流水平的影响程度。

6）铁磁谐振（Ferro—resonate）问题。当DG通过变压器、电缆线路、开关等与配电网相连时，一旦配电网发生故障（如单相对地短路）而系统侧开关断开，DG侧开关也会断开。假如此时DG变压器未接负荷，变压器的电抗与电缆的大电容可能发生铁磁谐振而造成过电压，还可能引起大的电磁力，使变压器发出噪声或使变压器损坏。

7）可靠性问题。有时DG会对可靠性产生不利的影响，但有时DG会对可靠性产生有利的作用，要视具体情况而定，不能一概而论。

不利情况为：大系统停电时有些DG的燃料会中断，或供给DG辅机的电源会失去，DG会同时停运，仍无法提高供电的可靠性。DG与配电网的继电保护配合不好，可能使继电保护误动作，反而使可靠性降低。不适当的安装地点、容量和连接方式会使配网可靠性变坏。

有利情况为：DG可部分消除输配电网的过负荷和堵塞，增加输配电网的输电裕度。在适当的DG布置和电压调节方式下，DG可缓解电压骤降，提高系统对电压的调节性能。特殊设计的DG可在大电力输配电系统发生故障时，仍能保持运行。这些都有利于提高系统的可靠性水平。

8）电网效益问题。DG的接入可能使配网的某些设备闲置或成为备用。如：当DG运行时，与配电系统相连的配电变压器和电缆线路常常因负荷小而轻载，导致配电系统部分设备成为相应的DG的备用设备，从而使配电网的成本增加，供电局的效益下降。另外还可能使配电系统负荷预测更加困难。

9）配电系统的实时监视、控制和调节问题。以往配电系统的实时监视、控制和调度是由供电部门统一来执行的，由于原配电网是一个无源的放射形电网，信息的采集、开关的操作、能源的调度等相应比较简单。而DG的接入使此过程复杂化，需要增加哪些信息，这些信息是作为监视信息，还是作为控制信息，

由谁来执行等，均需要依据 DG 并网规程重新予以审定，并通过具体 DG 的并网协议最终确定。

10）接地方式选择。在 DG 并网时，其选择的接地方式将会影响到供电可靠性、继电保护配置、过电压、绝缘水平等，因此，选择适合的接地方式对于保证 DG 并网后的安全稳定运行，避免与现有配电系统的运行产生冲突，都有着十分重要的意义。目前 DG 种类繁多，所采用的机组种类也不尽相同，根据 DG 的容量和发电机出口电压以及并网点电压的情况，DG 并网可能会通过变压器与电力系统互联。也有研究认为，出于治理电能质量、配合系统保护、避免过电压等考虑，无论何种 DG 并网都应该通过并网变压器（又称“隔离变压器”）与电力系统互联。由于在我国的中压配电网中存在着多种的中性点接地运行方式，DG 并网必须根据当地的电网实际情况，选择适当的接地方式与之配合，否则将会影响到电网的正常稳定运行。

11）故障不能瞬时切除时，对分布式电源机组的影响。分布式电源所在线路和其相邻线路发生故障，线路保护检测到的故障电流都具有相同的性质。因而，分布式电源不适宜作为线路故障的后备保护。一般情况下，分布式电源的孤岛保护是利用电网电源断开后所产生的电气量的变化或变化率来实现的。当接有分布式电源的线路发生故障时，在线路保护动作断开电网电源后，分布式电源孤岛保护检测到电气量的变化而动作，将故障切除。但是在某些情况下，分布式电源的接入使保护不能瞬时切除故障。这样，只能由其后备过流保护将故障消除。假设线路末端两相短路，在线路发生故障到过流保护动作切除故障这段时间内，由对称分量法分析，分布式电源将流过负序电流。负序电流幅值随着故障类型的不同而有很大的差异，但其绝对值总是很大。如果分布式电源是旋转发电机，在负序电流的作用下，其可能引起机组绕组发热、绝缘击穿和机械损伤，而降低机组的使用寿命或增加其运行成本，在很大程度上降低了分布式发电的经济效益。

虽然分布式电源并网还存在许多难题和瓶颈，但是从目前各个国家和地区分布式电源的运行情况来看，DG 机组并网在技术上是可行的，只要设备选型得当，运行良好，不会影响配电网的安全运行。我国目前在这方面也作了很多研究，当前迫切需要解决的问题包括以下几方面：

我国正处在经济高速发展的阶段，电力需求增长迅速，要弥补如此大的电力缺口，单靠新建大型电厂在速度上远远不能满足要求，因此，多建分布式电源以缓解供电紧张，已成为当务之急。此外，还应该及时制定分布式发电并网规范。目前中国对 DG 机组的并网运行还没有正式的规范，使得建成的机组不

能正式并网，而在建的项目又不知道该如何申请并网。但是，我国对一般电厂的电能质量标准有强制性的国标，这些国标有：GB12325—1990《电能质量——供电电压允许偏差》；GB12326—2000《电能质量——电压波动和闪变》；GB/T14549—1993《电能质量——公用电网谐波》；GB/T15543—1995《电能质量——三相电压允许不平衡度》；GB/T15945—1995《电能质量——电力系统频率允许偏差》等。这些国标涵盖了电能质量要求的全部内容，在制定 DG 机组并网和运行规范时，完全可以作为参考。

中国供电部门应在发展 DG 项目中起到指导作用。供电部门有长期运行配电网的经验，在 DG 项目设立、设备选型、安装调试、验收等方面都可以对 DG 用户加以指导，使 DG 机组并网后能够安全、经济运行，给电网和用户双方都带来效益。供电部门要对 DG 机组的设备做各项试验，来检验其是否达到设计标准，功能是否完善，能否并网运行。在 DG 机组的设备及其保护装置的选用上，要保证所选择的设备不会对系统安全运行造成危害。这一点可以参考国外成熟的经验，美国德州和加州的并网规程中都有一种被称为“已认证设备”的方式。也就是说，对于已经获得指定机构认证的设备，可以不需要再进行设备的设计试验和保护性试验，这无疑使得 DG 机组的试验和安装更加简捷和标准化。完成认证职责的机构通常是一些全国公认的测试实验室。我国可以根据自己电网的特点，利用已有的 DG 项目进行实验，逐步建立起自己的“已认证设备”清单，使得用户可以更加方便规范地选择设备，安装 DG 机组。

以电力电子装置作为并网接口的分布式发电装置，能够迅速跟随系统的负荷变化，快速精确地调节系统的无功输出，但是无功容量较小；而配电网通过电容器投切进行无功补偿，无功容量较大，但是调节精度受到限制。两类无功调节之间有极强的互补性，如果能协调控制两类补偿，就能有效地改善系统无功补偿效果，提高电能质量。合理地规划 DG 接入位置、接入容量，以及有效地协调众 DG 的输出有、无功配比，就能使得 DG 输出对配电网电压，尤其是末端电压起到良好的支撑作用。

对于 DG 机组并网，应该在谐波问题上作出明确规定。在电压谐波方面，美国 3 个州对 DG 机组都采用 IEEE519 标准，即某单次谐波不能大于基波的 3%，谐波总量不超过基波的 5%。电力系统保持电压稳定，需要系统中有充足的无功功率支持。由于 DG 机组运行时间随机性比较大，当 DG 机组停止运行时，配电网络中会有无功损失，此时用户负荷的无功需求就要由电力系统来满足，如果系统中不能瞬时提供足够的无功，就会导致电压下降，系统失稳。

目前国内外电力和电工行业正在研究发展微型电力网（简称微网 mcrogrid）技术。微网的核心是新型动力机械和新的发电技术、可再生能源发电技术和储能技术的综合。微网技术是指将一定区域内（例如某一街区、某几个大型建筑物）或某些企事业内各单位拥有的分散的发电资源连接起来共同向各单位供电，并通过配电网与主干大型电力网并联运行，形成一个大型电网与小型发电设备联合运行的系统。各单位可依赖大型电网的供电取得大量廉价电能，同时也可以在本单位的发电能力有富余时，向大型电网回馈电能。

把各单位分散的小型发电设备连接成网并与大型电网联网运行，是一个新概念、新技术，并将带来一系列要求解决的新的科学技术问题。这些问题大体上是微电网本身的控制和调度、微网运行对大电网的影响，以及电网的经济性和它的故障处理等。微网与大型电网结合所带来的优点是明显的，概括起来，可列出下列几方面。

首先是可使各种发电设备的能力得到充分的利用，减少主干电网在峰值负荷时期所承受的紧张情况。

这几年我国部分地区电力供应不足，在峰荷期间不得不拉闸限电，给生产生活带来不利影响。在这种情况下，微网中的发电设备就可以提供补充电力以弥补主干网的电力不足，也就是让微网起到削峰的作用。这种相互补充的特性是微网和主干大电力网并联运行的一大特点。

其次是加强了供电可靠性。由于用电负荷在这种方式下不再仅依赖于主干网的供给，供电可靠性将大为提高。大电网的可靠性问题始终是一个长时间以来人们关注的难题，迄今也未能得到很好的解决。如果各单位将自备的各种发电设备，包括备用发电机组有效地利用起来并组成微网，就可大大提高供电可靠性。同时，应将自备机组并入微网，而不是一家一户独自上网。在满足本身需要的情况下，各单位的总装机容量也可以相应减小，这将提高备用或自备发电机组的经济性。

再次是提高了整个电网的运行效率，同时还可以减少对环境的污染。在微网和主干网并联运行时，可以让微网主要承担峰荷。在这种情况下，主干网带的是基本负荷。这将使主干网中的发电厂处于最经济的方式下运行，即运行在最高效率的条件下，而且很少承担或者只是较平衡地承担负荷的突然变化，使大型电厂的锅炉、发电机组等都在理想条件下运行。这不仅带来运行效率的提高，也减少了污染物排放的总量，有利于环境保护。同时，由于微网都处于负荷中心，没有主干网长距离输电和升降电压带来的输电损耗，因此提高了整个网络的经济性。

最后是微网与配网采用一点连接，可以降低分布式电源分别与配网连接导致的配网结构复杂性，降低分布式电源与配网并网的困难。

分布式电源同配电网并网运行，能够充分发挥 DG 机组的优势，提高能源利用率，减少污染物的排放，降低配电网网损，提高供电可靠性。目前许多国家和地区都提倡分布式电源并网运行，并且制定了相关的并网规范。从目前各个国家和地区分布式电源运行情况来看，DG 机组并网在技术上是可行的，只要设备选型得当，运行良好，就不会影响配电网的安全运行。因此，我国应加快 DG 并网条例的制定，使得分布式电源并网有章可循，从而促进我国 DG 项目的快速发展。

# 第8章 生物质能发电产业的相关政策

## 8.1 世界各国生物质能发电产业的扶持政策

生物质能技术的研究与开发已成为世界热门课题之一，受到世界各国政府的关注。许多国家都制定了相应的开发研究计划，如日本的阳光计划、印度的绿色能源工程、美国的能源农场和巴西的酒精能源计划等，其中生物质能源的开发利用占有相当的比重。目前，国外的生物质能技术和装置很多已达到商业化应用程度，实现了规模化产业经营。以美国、瑞典和奥地利三国为例，生物质转化为高品位能源利用已具有相当可观的规模，分别占该国一次能源消耗量的4%、16%和10%。在美国，生物质能发电的总装机容量已超过10000MW，单机容量达10～25MW。

世界各国纷纷出台或修订政策和法规，鼓励可再生能源发展，世界上许多国家都把发展可再生能源作为实现可持续发展的重要选择加以重视。2005年2月，《京都议定书》正式生效，成为各国尤其是欧洲发展可再生能源新的动力之一。欧洲一些国家，如西班牙、爱尔兰等国家修定了可再生能源政策法规。美国在2005年8月出台的新的能源法案中也更新了支持可再生能源和氢能发展的内容。到2005年9月，全球有34个发达国家和14个发展中国家相继出台了不同形式的促进可再生能源发展的政策，其中有32个国家实施了可再生能源发电固定电价政策，即以高于常规化石能源发电的价格收购可再生能源电力。6个国家和26个联邦省、州实施了可再生能源配额制度。绿电制度在欧洲一些国家以及美国、澳大利亚、加拿大和日本的部分省、州实施成功，到2005年已经有约500万绿电用户。同时，全球已有35个发达国家和100个发展中国家制定了全国性的可再生能源的发展目标。2005年，我国在可再生能源法规政策建设上也取得了重大进展，同年2月出台了《可再生能源法》。2006年1月1日《可再生能源法》施行后，我国成为实施可再生能源发电固定电价政策的第6个发展中国家。在2005年11月，我国又组织召开了有全球80多个国家参加的“2005国际可再生能源大会”，会上提出了促进全球可再生能源发展行动的《北京宣言》，我国在发展可再生能源方面的行动为世界瞩目。

丹麦秸秆发电、风能、太阳能等可再生能源的发展，与政府的财税扶持政策关系密切。丹麦政府自1976年启动可再生能源的研发工程，由能源署管理，对特定项目进行补贴，并集中专业人才建立了强大的研发队伍。政府为大量的测试站及示范项目提供资金支持，还通过补贴设备价格对可再生能源的项目投资给予补贴，秸秆锅炉制造补贴金额在1995年时高达30%。随后，补贴金额由于设备成本的下降而逐年下调，2000年时补贴为锅炉价格的13%，目前采购补贴已经取消。对于秸秆发电、风电等新型能源，丹麦政府免征能源税、二氧化碳税等环境税，并且优先调用秸秆产生的电、热，由政府保证最低上网电价、热价。政府还对各发电运营商提出明确要求，各发电公司必须有一定比例的可再生能源容量。1993年，政府与发电公司签订协议，要求每年燃用秸秆及碎木屑140万t。另外，丹麦从1993年开始对工业排放的二氧化碳进行征税，并将税款用来补贴节能技术和可再生能源的研究。

### 8.1.1 德国可再生能源发展状况和有关法律政策

#### 8.1.1.1 德国可再生能源发展状况

德国是全球可再生能源利用最成功的国家。2005年，德国可再生能源营业额达164亿欧元，17万人从事可再生能源领域的工作。来自太阳能、风能、生物质能、地热能等各种可再生能源的电力占到了最终能源消费的6.4%，其中，电力消费的10.2%、热力分配的5.3%、燃料消耗的3.6%来自各种可再生能源。德国政府对可再生能源的发展制定了宏伟目标，即2010年可再生能源电力将占全国电力供应的12.5%，2020年达到20%；2020年可再生能源在一次能源消费中的比例至少达到10%（2005年为4.6%），2050年达到50%。

德国自1998年成为世界第一风电生产大国以来，无论是风电装机总容量，还是年新增风机容量，始终保持世界领先地位。2005年，新增风机容量179.9万kW，风电装机总容量达到1842.8万kW，遥遥领先于世界其他国家。德国风电发展的特色主要体现在以下方面。

（1）最早进行风电产业化道路探索。1989年，德国全国风电装机总容量仅为1.8万kW。为了发展风电产业，政府制定了一项“25万kW风能计划”，对风力发电的市场化运作进行前所未有的探索，参加计划的风电经营者每生产1kWh的风电可获得0.06～0.08马克的津贴，并可享受低息专用贷款和流动资金资助。至1996年计划合同期结束时，参加计划的风电经营者共购买风机1500台，总功率35万kW。

（2）建立覆盖全国的风能参数测评系统。对风能参数进行精确测定和评价分析是风能开发利用的基础，德国恺塞尔的太阳能供给技术研究所组织实施了

“科学测量与评价计划”，建立了全球第一个覆盖全境的风能参数测评系统。此外，根据在远程测量网天线塔 30m 和 50m 高度测得的气压、大气湿度、温度、降水量和太阳光照等气候参数以及风速、风向等风能参数，可以确定一个地区的风指数和预测风功率，为新型风机的研发提供了可靠的设计依据。

（3）产业步入良性发展轨道。德国有着全球最大的风机市场。2002 年以前，德国共有 46 家风机生产企业，2002 年，经历了一次并购和联合的高潮后，只剩下 12 家继续生产。德国风机制造技术已非常成熟，其风机制造业处于世界领先地位，德国的 ENERCON 和 Nordex 都位居全球最具影响力的风机生产公司之列。

（4）风机参数不断变大，生产成本大幅下降。最近，1000kW 风机生产的风电的平均价格仅为 4.1 美分/kWh，15 年内，风电价格降低了 50%。因此，现在各生产厂家竞相推出各种型号的兆瓦级风机，市场上商用风机的功率已达到 2500kW 和 3600kW。ENERCON 公司已研制成功转子直径 112m、功率 4500kW 的新型大功率风机，5000kW 供海上风力发电场使用的大型风机即将投入商业运行。风机大型化使每年新装风机的数量比以前少得多，占用土地面积变少了，但生产的电力却增加了。随着新装风机单机标称功率的不断增大，风电生产成本将进一步下降。根据国际能源机构预测，至 2010 年，当全球风电装机总容量达到 1.975 亿 kWh，风电价格将降至 3.03 美分/kWh；2020 年，当全球风电装机总容量达到 12 亿 kWh，风电价格将进一步降至 2.45 美分/kWh。

（5）用新型大功率风机更换早期安装的接近经济使用寿命的小型风机，提高风电产业的综合经济效益。德国政府通过延长风电补偿期限的办法，运用经济杠杆鼓励德国北部濒海的小功率风机持有者更换使用新型大功率风机，明显提高了沿海风能资源丰富地区的风能利用密度，同时，噪声污染也得到大幅度降低，而风电经营者则可以获得较高的收益。

（6）大规模风电生产的环保效应逐渐显现。专家研究结果表明，每生产 100 万 kWh 风电，平均可减排 $CO_2$600t。据此测算，2004 年，德国因其风电共减排 $CO_2$2070 万 t；2005 年，减排近 8400 万 t。风电产量的逐年稳步增长，为德国完成《京都议定书》规定的温室气体减排指标作出了重要贡献。

（7）向海洋进军。目前在全德 16 个联邦州中，除联邦政府所在地柏林外，其余 15 个州，尤其是滨海 3 个州，风能资源利用已近饱和，再在陆地上选址建立大型风电场几乎已无可能，在这种情况下，德国人又将目光投向了海上。在海上，当 60m 高度的平均风速超过 8m/s 时，在欧洲那些绝大多数计划要建立海上风电场的水域，海上风机的能量收益预计要比沿海风能资源丰富地区陆地风机的能量收益高 20%～40%。在欧洲规划建设的 70 个新的海上风电场中，31

个将建在德国海域。就地域分布来说，这 31 个海上风电场，21 个建在北海，10 个建在波罗的海。就距海岸线距离来说，有 8 个建在离海岸线 22.224km（12hmile）之内的海域内，23 个建在 22.224km（12hmile）之外的专属经济区内。德国已经批准在北海和东海建设 6 个大型海上风电厂，总装机功率 120 万 kW。2010 年以前，德国将在北海 Borkum West 地区距海岸 100km、水深 30～40m 的水域内安装 208 台单机功率 5000kW 的风力发电机组，总装机功率 104 万 kW，年发电能力 35 亿 kWh。根据 2002 年 1 月德国政府制定的一项发展风电长期计划，2010 年，德国海上风力发电设备的总装机功率要达到 300 万 kW，2030 年达到 2000～2500 万 kW。2025～2030 年，海上风力发电量将占德国电力需求总量的 15%，而风力发电量的总和将占德国电力需求总量的 25%。

#### 8.1.1.2 德国可再生能源发展相关法律政策

德国在可再生能源领域处于世界领先地位，在风力发电方面，德国始终位居世界第一，这与德国政府颁布的一系列可再生能源方面的法律和政策有很大的关系。德国的政策核心是优惠贷款、津贴以及对可再生能源生产者给予较高标准的固定补贴。

（1）《电力入网法》。1991 年 1 月 1 日，为了推动可再生能源的开发利用，德国政府颁布了《电力入网法》。这是德国开始风能商业利用后制定的第一部促进可再生能源利用的法规，它规定了电网经营者优先购买风电经营者生产的全部风电并给予合理价格补偿的强制义务，有力地促进了德国风电产业的发展。1991～1999 年间，德国风机总装机容量增加了 48 倍，达 438 万 kW。

但在 1998 年，德国电力行业市场化，销售电价整体下降，导致电网支付给可再生能源发电商的电力价格也随之下降，许多发电商面临沉重压力，输电商和配电商也抱怨《电力入网法》增加了他们的电力成本。

（2）《可再生能源法》。为了更广泛而有效地促进可再生能源的发展，并解决 1998 年以后出现的可再生能源发电企业和输电商之间存在的利益矛盾等问题，2000 年 4 月 1 日，德国出台了《可再生能源法》，并于 2004 年 7 月 31 日公布了修订版。其目的是在保护大气和环境条件下，实现能源供应的可持续发展，并进一步提高可再生能源对电力供应的贡献。《可再生能源法》主要包括以下几个方面的内容。

1）对输电网的义务作出规定。①强制入网。输电商有义务将可再生能源生产商生产的电力接入电网。②优先购买。输电商有义务购买可再生能源生产商生产的全部电量。③固定电价。输电商有义务根据《可再生能源法》规定的价格向可再生能源发电商支付固定电费。

2）针对不同可再生能源发电类型、不同资源条件、不同装机规模，尤其是针对不同发电技术水平规定了不同的电价。同时，考虑技术进步的原因，明确了可再生能源固定电价降低的时间表。如：对沼气发电，规定自2002年起新建电厂电价每年减少1%。这一措施一方面有利于促进技术进步，一方面激励新的可再生能源项目尽快投产。

3）建立了可再生能源电力分摊制度。规定输电商负责对全国范围内各个地区和电网间的可再生能源上网电量进行整体平衡，使可再生能源固定的高电价带来的电力增量成本平均分摊在全国电网的全部电力上，以确保各个输电商之间能够公平竞争。

4）规范了可再生能源发电商和输电商应承担的并网设施和电网扩建费用，发电商有义务支付联网费用，而电网扩建费用由输电商承担。

5）德国政府按电力产出量或设备能力成本提供高额补贴。投资风电项目的企业可向地方政府申请总投资20%～45%的投资补贴，德国政策银行还可为销售额低于5亿马克的中小风电场提供总投资额80%的融资。这使有关投资者的投资积极性得到长期鼓励。

6）将风电补偿时间按不同补偿标准分为两个时期，即按较高标准补偿的前期和按较低标准补偿的后期。在风力资源丰富的地区，前期补偿时间为5～10年，在风力资源相对较弱的地区，前期补偿时间可达21年。海上风机获得较高补偿标准的时间至少为12年，具体补偿期的长短，随海上风机安装地点至海岸距离和风机安装海域的海水深度而定。这样，无论是在北部濒海风力资源丰富地区，还是在南部风力资源较为贫弱的中等高度山脉地区，都可以获利。该措施有利于提高在风力资源较小的地区开发风电的积极性，使风电开发在区域上趋于平衡，同时又适度限制了在风力资源较好地区开发风能盈利过多的情况，限制了一些不稳定因素，使风电产业健康发展。

7）对于已经具有电力成本竞争能力的可再生能源技术，不再给予价格优惠。

（3）《环境相容性监测法》。在风机数量和风电生产量不断增加的同时，德国人对环境影响的认识也增强了。为了解决风电产业的发展对环境和生态造成的不良影响，如风机噪声扰民、破坏风景区景观等，2002年，德国政府制定了《环境相容性监测法》，并规定，自2002年开始，风力发电设备应选择在符合环境和生态要求的合适地点安装和使用。

### 8.1.2 丹麦可再生能源发展状况和有关法律政策

#### 8.1.2.1 丹麦可再生能源发展状况

20世纪70年代爆发世界第一次石油危机后，丹麦审时度势，抓紧制定适

合本国国情的能源发展战略，大力调整能源结构，积极开发可再生能源，取得了令世人瞩目的成就。经过20多年的努力，丹麦已经成为世界上利用可再生能源的先锋。可再生能源占总能源消耗量的比例逐年增长，由1990年的6%左右增至2003年的近13%。利用可再生能源发电占总发电量的比例由1994年的不到5%增加到2003年的23%，并计划在2008年进一步提高到29%左右。

在能源生产和供应不断增长的同时，由于重视能源结构的调整和可再生能源的开发，对环境有害物质的排放量逐年减少。与1990年相比，2002年二氧化碳、二氧化硫及氮氧化物的排放量分别减少18%、80%、25%，使得能源生产与生态环境保护协调发展，呈现出能源可持续发展之路越走越宽广的前景。

丹麦拥有丰富的风能资源，是世界上最早大规模开发利用风力发电的国家。在利用风能方面，丹麦的风电水平居世界领先地位。至2005年底，丹麦风力发电的装机容量达到312.2万kW，风力发电为全国提供了25%的电力。丹麦政府在早先制订的目标中，计划到2005年风能比重达到10%，但早在1999年就已经达到12%。在丹麦环境能源部的长远计划中，2015年风电比重预计达到35%，2030年则达到50%。随着科技的不断进步，风机的功率也越来越大，且提高很快。在2000年时，全国每台风机平均功率为856kW，2002年增至1356kW，2003年则跃增至2045kW。

在过去20多年中，丹麦的风电成本减少了4/5，1981年风电成本为每千瓦时12克朗，1999年降到3克朗，现在降到0.3克朗左右。由于技术进步和成本优化，发电成本在今后5年内将再下降20%，接近石化燃料发电成本，从而可以和新建燃煤电厂竞争。目前，风电的销售价格平均为0.43丹麦克朗/kWh（约合人民币0.55元/kWh）。随着各项支持政策的实施，丹麦风能的经济效益有了巨大的提高，投资回收期只有8年左右，在风能充足的地方，单机容量500～600kW、设计最先进的风电经济效益能够同效率最高的煤电媲美。

在风电制造技术方面，丹麦也居于世界领先水平。目前，世界排名前10位的风机公司中，丹麦占4家，其中居首位的是丹麦的Vestas公司，约占世界总产量的35%。现在，世界投入使用的风电设备中，有一半是丹麦制造的；近两年来，丹麦风机仍占世界市场的40%左右。

近年来，海上风场成为新亮点。目前，已安装和在建的海上风场有6个，装机容量超过75万kW。

丹麦也较早开始利用生物能和太阳能。丹麦农作物主要有大麦、小麦和黑麦，其秸秆过去除小部分还地或做饲料外，大部分在田野烧掉了。1992年和1997年联合国《气候变化公约》及《京都议定书》先后出台后，为建立清洁发

展机制，减少温室气体排放，丹麦进一步加大了生物质能和其他可再生能源的研发和利用力度。丹麦 BWE 公司率先研发秸秆生物燃烧发电技术，1988 年，丹麦诞生了世界第一座秸秆生物燃烧发电厂。丹麦现已建立了 13 家秸秆发电厂，还有一部分烧木屑或垃圾的发电厂也兼烧秸秆。目前，以秸秆和木屑为主要原料的生物质能在丹麦可再生能源中的比重已超过 40%。丹麦的秸秆发电技术现已走向世界，并被联合国列为重点推广项目。

尽管丹麦的气候条件并不十分理想，但仍十分重视对太阳能的利用。多年来，丹麦致力于研发提高太阳能利用效率的相关技术。目前，丹麦共有 3 万个太阳能加热站（厂），主要用于居民家用热水和空间加热。此外，从 1997 年以来，丹麦加大废物回收利用力度，约有超过 1/4 的废物在 CHP（热电联产）中焚烧，18 家大型的垃圾焚烧厂已经或正在与 CHP 结合起来。平均每家垃圾焚烧厂年处理垃圾量达 4 万 t，总共能够处理和利用丹麦 90%左右的可燃性废物，做到了变废为宝。

丹麦对燃料电池、潮汐能及氢能的研发也十分重视。2003 年，第一个并网的潮汐能试验性示范电站建成。

#### 8.1.2.2 丹麦可再生能源发展相关激励政策

丹麦政府对风力发电一直持积极的支持态度。1976 年、1981 年、1990 年和 1996 年，政府先后公布了四次能源计划，在 1996 年的能源计划中，能源远景规划扩展到 2030 年，提出了届时风电比重达 50%的目标。丹麦政府制定和采取了一系列政策和措施，支持风力发电发展。

（1）支持风能研发。丹麦国家实验室的风能部门约有 50 名科学家和工程师，从事空气动力、气象、风力评估、结构力学和材料力学等各方面的研究工作。为了保证风机的质量和安全性能，丹麦政府专门立法，要求风机的型号必须得到批准，并由国家实验室审批执行。

（2）财政补贴和税收优惠。为促进技术成熟，政府为每台风能发电机投入相当于成本 30%的财政补助。此项补贴计划共实行了 10 年。规定风电等可再生能源的最低价格，风电厂每发电 1kWh，除可得到电网付款 0.33 丹麦克朗外，还可得到 0.17 克朗的补贴和 0.1 克朗的 $CO_2$ 税返还。设有电力节约基金，政府对提高能源效率的技术和设备进行补贴。最新的激励措施是，对使用化石燃料的用户征收空气污染税，而使用风能则享受一定的税收优惠。由于政策到位，丹麦风力发电技术日益成熟和市场化。

（3）实行绿色认证。在绿卡市场上，可再生能源发电商每发出一定可再生能源电量，除回收一定电费外，还得到与该电量相关数量的绿卡。可再生能源

发电商发出的电量，电网必须收购，所有可再生能源发电都有优先上网权，电网有责任收购并付款。绿卡的市场需求通过配额的办法来保证。每个电力消费者必须购买分配给自己的可再生能源配额，以扩大风能等可再生能源的使用，2003 年以后，全国所有消费者的可再生能源消费比重须高于 20%。

（4）市场准入和上网优惠。政府通过强制措施和税收优惠等多重政策，消除风电在开发初期的市场准入障碍，建立行之有效的投融资机制，对风电上网给予鼓励。电力公司须将售电收入优先付给私人风机所有者。

### 8.1.3 英国可再生能源发展状况和有关法律政策

#### 8.1.3.1 英国可再生能源发展状况

英国可再生能源的发展起步较晚。1997 年，英国签署了《京都议定书》，并承诺将在 2050 年之前将温室气体排放量减少到 1996 年排放量的 40%。2003 年 2 月 24 日，发布了《能源白皮书》，确定了可再生能源电力 2010 年要占到电力总消费量的 10%、2020 年要占到 20%的具体目标。

近年来，英国一直利用自身优势，努力开发风能、波浪能、潮汐能等多种可再生能源。英国可再生能源的研究工作发展十分迅速，在把垃圾通过掩埋转换成天然气的技术方面，英国处于世界领先水平。另外，英国在利用氢能、太阳能方面也取得了很大进展。2005 年，英国新增风机容量 46.5 万 kW；2005 年底，风机总容量达到 135.3 万 kW。

#### 8.1.3.2 英国可再生能源发展相关法律政策

为了促进可再生能源的发展，英国政府从多个方面探索扶持政策。

（1）《非化石燃料公约》。英国可再生能源发展从 1990 年开始稳步增长。为促进可再生能源的开发利用，英国于 1990 年实施了《非化石燃料公约》（The Non-Fossil Fuel Obligation，简称 NFFO）。NFFO 规定：可再生能源开发利用项目由政府发布，通过招投标方式选择可再生能源项目开发者，竞标成功者将与项目所在地的电力公司按中标价格签订购电合同。由于可再生能源发电成本通常会高于常规能源发电成本，对于中标合同电价与平均电力交易市场价格之差即地区电力公司所承受的附加成本，将由政府补贴，补贴费用则来源于政府征收的“化石燃料税”。NFFO 确立的这种制度被称作在可再生能源政策中的“投标制度”。

NFFO 首先在英格兰等地区推行，继而在苏格兰和北爱尔兰地区也制定了与之对应的非化石燃料公约。实施非化石燃料公约的主要目的，一是通过控制化石燃料能源的使用，使英国可再生能源发电量的比重不断增加，限制或减少有害物排放，减少环境污染；二是建立一定的资金渠道，以支持可再生能源的

发展。在“非化石燃料公约”政策框架内，电力供应商必须购买一定量的非化石能源电力。如非化石能源生产的电力成本高于化石原料电力，就从向煤电征收的税款中拨付补助金。

NFFO 及其相关政策的主要内容，一是用可再生能源发电的企业或项目前5年可享受政府基金补贴，后15年电力公司以固定价格收购其电力，当市场价格低于固定价格时，其差额由政府补贴；二是向电力用户征收化石燃料税（占总电价的1.5%）建立发展基金，用于补贴可再生能源项目的研究与建设；三是对拟投资的可再生能源项目进行公开投标，使项目可行性研究中提出的电价最低的公司中标，政府对项目进行投标补贴的同时，约定收购其电力。

NFFO 做法的优点，一是由电力消费者承担的税赋较小；二是由于政府对可再生能源发电公司有收购电协议，可有效保障银行及这些新建项目投资者的利益，促使投资者投资可再生能源；三是通过公开的招投标，对可再生能源项目的建设引入竞争机制，从而可以显著地降低可再生能源的电力成本，使可再生能源更具有市场竞争力，同时可大幅减少政府的项目补贴资金。

推行 NFFO 以来，从1990年到1997年，英国风电电价从10.0便士/kWh降低到3.8～4.95便士/kWh，小水电电价从7.5便士/kWh降低到4.4便士/kWh，垃圾填埋气发电电价从6.4便士/kWh降低到3.2便士/kWh，城市和工业废弃物燃烧发电电价从6.0便士/kWh降低到2.8～3.4便士/kWh，能源庄稼和农业及森林废弃物气化发电电价从（1994年的）8.75便士/kWh降低到5.79便士/kWh。另外，通过实施此公约，每年可减少260万～300万t含碳化合物的排放。

通过 NFFO，英国政府在1990～1999年期间接连5次以竞标的方式定购可再生能源电力，实现150万kW的新增可再生能源电力装机容量，大致相当于英国总电力供应的3%。到1997年，实际完成合同可再生能源发电装机44万kW，平均电价下降了19.5%。但还是没有完成政府的可再生能源发展目标，其原因主要来自地方政府的阻力，政策本身设计的缺陷也造成了实际操作中存在恶性竞争的现象。

（2）《可再生能源义务令》。1997年，英国作为欧盟成员参加了在东京召开的国际能源与环保峰会，并承诺到2010年使$CO_2$排放量降低12.5%，政府内部控制目标是减少20%。为实现这一目标，政府规划到2010年，可再生能源发电比例要达到10%，同时停止按NFFO公约签订新的可再生能源建设项目（原已签的五期仍不变）。在充分吸取《非化石燃料公约》精神的基础上，1999年7月，制定并通过了《可再生能源义务令》，2002年4月开始实施。该令至少要履行到2025年以后，以保障可再生能源发展的可持续性。其中心内容是确立可

再生能源义务制度，该制度的实质是对可再生能源的开发利用实行配额制。主要内容有：

1）供电商有义务购买一定比例的可再生能源电力。此项法令明确规定，供电商在其所提供的电力中，必须有一定比例的可再生能源电力。可再生能源电力的比例由政府每年根据可再生能源的发展目标和市场情况等来确定。到2010年，应保证有10%的电力资源来自于可再生能源，以确保政府总体目标的实现。

2）建立完善的市场机制。对履行公约，满足上述指标的供电公司发放绿色证书，而未达到10%指标的供电商可以向超额完成指标的电力商购买其富余的绿色证书指标以履约，即开展可再生能源发电指标的贸易，还准备开展绿色证书期货贸易。

3）可再生能源义务制度由英国燃气、电力监管部门监督实施。为了使配额制得以实施，《可再生能源义务令》规定了监管部门的具体监管措施：第一，确立已取得认证资格的合格的可再生能源项目；第二，监督产量和颁布可再生能源义务证书；第三，监督供应商遵守可再生能源义务；第四，监督可再生能源义务证书的买卖双方之间的关系。

4）对违反可再生能源义务制度者予以惩罚。根据可再生能源义务制度，所有供电商都必须履行责任和义务，达到当年规定的可再生能源电量份额。如果不能完成任务，供电商将要交纳最高达其营业额10%的罚款。

5）对工商企业用电（非家庭用电）征收大气影响税。其税率为：天然气为0.15便士/kWh，煤为1.17便士/kg，电为0.43便士/kWh，液化石油气为0.07便士/kWh。其中，对燃油免征此税，征燃油税。该税收预计年收入可达10亿英镑，其中一部分用于支持企业研究低碳排放技术，一部分用于支持企业加速节能投资设施的折旧，规定允许年折旧率达100%。大气影响税收入部分用于补贴企业，即减免企业为雇员交纳的社会保险税的0.3%，这有助于企业增加雇员来取代能耗大的设备，同时可增加就业机会，减少环境污染。

## 8.2 我国生物质能发电产业的优惠政策

我国政府极为重视生物质能等可再生能源的产业化发展，已在《中华人民共和国节约能源法》、《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国可再生能源法》等多部法律上明确其在现代能源中的地位，在政策上给予了巨大优惠支持。

中华人民共和国节约能源法第二条规定：能源，是指煤炭、原油、天然气、电力、焦炭、煤气、热力、成品油、液化石油气、生物质能和其他直接或者通

过加工、转换而取得有用能的各种资源。第三十八条规定：各级人民政府应当按照因地制宜、多能互补、综合利用、讲求效益的方针，加强农村能源建设，开发、利用沼气、太阳能、风能、水能、地热等可再生能源和新能源。

中华人民共和国电力法第五条规定：电力建设、生产、供应和使用应当依法保护环境，采取新技术，减少有害物质排放，防治污染和其他公害。国家鼓励和支持利用可再生能源和清洁能源发电。第四十八条规定：国家提倡农村开发水能资源，建设中、小型水电厂，促进农村电气化。国家鼓励和支持农村利用太阳能、风能、地热能、生物质能和其他能源进行农村电源建设，增加农村电力供应。

我国生物质能发电产业的政策以及相关文件，现在国家公开的可再生能源的产业发展明确相关的政策、法规和配套的文件有以下几个方面。

第一是《中华人民共和国可再生能源法》，这是国家级的。国家行业部门公布六个文件，包括《可再生能源法》、《可再生能源发电有关管理规定》、《可再生能源价格和费用分摊管理试行办法》，另外《可再生能源产业发展指标目录》也是根据《可再生能源法》制定的，《可再生能源和新能源技术产业专项》这是支持可再生能源技术法的，还有一个《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》。

《中华人民共和国可再生能源法》对我们国家的可再生能源的发展意义重大，可再生能源走上法制化轨道，明确了可再生能源在经济和社会可持续发展中的重要地位。

（1）明确社会各阶层的责任、权利和义务，分清政府和企业用户在可再生能源开发利用中的责任、权利和义务，特别是电网经营企业和石油企业承担的收购可再生能源电力或燃料的义务。

（2）全社会承担的可再生能源的产品与常规能源的差价，由全社会的用户分担。首先法规明确将可再生能源的开发利用列为能源发展的优先领域，制定开发利用总量目标和采取相应措施，鼓励各种所有制经济主体参与开发利用。

（3）根据全国开发利用规划、制定、公布可再生能源产业发展指导目录。鼓励和支持可再生能源的并网发电，明确电网企业的责任，电网企业应当全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，同时也强调了要依法取得行政许可。

（4）电网企业和可再生能源发电企业签订电网协议，同时承担上网服务的义务。上网电价的确定原则有两个，一个是有利于促进可再生能源开发利用，第二要经济合理。另外，如果有招标的项目，电价要按照招标价执行。收购可再生能源电量所发生的费用，电网的费用差额部分由全社会用户承担，这

包括电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用及其他合理的相关费用。

（5）鼓励农村地区发展使用可再生能源，这是我国的长期政策。另外，明确了国家财政设立可再生能源发展专项资金支持，金融机构可以提供有财政贴息的优惠贷款。明确国家政策性的金融机构提供金融贷款，应利用国家产业的目录，符合信贷条件。对列入可再生能源产业发展指导目录的项目给予税收优惠。总体来说，《可再生能源法》主要是针对发电，对于可再生能源发电规定得比较具体、明确。

第二，国家发改委公布的《可再生能源发电有关管理规定》，明确可再生能源发电包括六个方面，国家政策和资金支持不包括水力发电，主要支持的是风力发电、生物质发电、太阳能发电、地热能发电和海洋能发电。国家规划也要求把可再生能源考虑进去，这里比较明确的是发电企业的义务，要积极投资可再生能源发电项目，一方面承担可再生能源的费用，也强调依法取得行政许可。对于电网企业来讲，主要是解决销售可再生能源电量增加的费用，全国分摊，实际上没有进一步的具体规定，真正操作起来还有细则。和《可再生能源法》不一样的是对电网接入系统明确由谁来建设和管理，对于大中型的水力发电、生物质发电等项目由电网企业同步建设，确保可再生能源发电全额上网，另外接入系统由电网企业投资。另外一方面，最近在电力调度方面，也对可再生能源有很大支持，节能发电的原则国家发改委在调配，不属于《可再生能源法》的内容，但对它有直接的支持。按照这个规则和目标，要最大限度地利用可再生能源的发电，使化石燃料消耗最少，这也有利于国家实现单位国内生产总值下能耗下降 20%的政策。可再生能源并网发电也明确要依法取得行政许可，这个项目由中央和地方分级管理，国家发改委负责项目的规划政策制定。

现在看《可再生能源价格和费用分摊管理的实行办法》。可再生能源上网电价分为政府定价和政府指导价，水力发电项目是按现行规定，不享受可再生能源的优惠。风力发电实行政府指导价，太阳能发电、海洋能发电和地热能是政府定价，原则是合理成本加合理利润。生物质发电项目也实行政府定价，各地 2005 年脱硫燃煤机组标价上网电价加 0.25 元/kWh，这里面没有区分农业废弃物直接燃烧和气化发电、沼气发电的区别。电价应该是有所差别的，否则不太容易体现国家的产业政策，生物质发电项目 15 年内享受补贴电价。此外，还明确了发电热量中常规能源超过 20%的混燃发电项目，视同常规能源发电项目。这主要是指秸秆燃烧发电的项目，可再生能源发电项目上网电价高于当地燃煤机组标杆和上网电价的部分，是通过向全国电力用户统一征收电价附加的

方式解决的。

《可再生能源产业发展的指导目录》包括六个方面：风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能、水能，范围比较广，不光是可再生能源的开发利用，还包括相关的设备及设备的原料。从国家发改委管理的范围来讲，实际上覆盖了产业和科研开发。一方面是一些成熟的基本实现商业化的产业，另外也提到一些尚处于项目示范阶段和技术研发阶段的项目，对于成熟的具备规模化的项目制定相应的优惠政策，如果这个产业发展指导目录没有具体的政策配套的话，作用不是很明显。对于一些科研开发的项目有另外的规定。

为促进可再生能源并网发电，规范电网企业全额收购可再生能源电量的行为，根据《中华人民共和国可再生能源法》、《电力监管条例》和国家有关规定，电监会自2006年初正式启动《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（以下简称《办法》）起草工作。《办法》在广泛征求各方面意见后，于2007年7月17日提交电监会主席办公会议审议通过。

《办法》共5章24条，对包括水力发电、风力发电、生物质发电、太阳能发电、海洋能发电和地热能发电在内的可再生能源发电的含义、适用范围、监管职责、监管措施和法律责任等，均作出了明确规定。

《办法》指出，国家电力监管委员会及其派出机构（简称电力监管机构），依照《办法》对电网企业全额收购其电网覆盖范围内，可再生能源并网发电项目上网电量的情况实施监管。电力企业应当依照法律、行政法规和规章的有关规定，从事可再生能源电力的建设、生产和交易，并依法接受电力监管机构的监管。电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量，可再生能源发电企业应当协助、配合。

《办法》明确，电力监管机构具体对八个方面实施监管：电网企业建设可再生能源发电项目接入工程的情况；可再生能源发电机组与电网并网的情况；电网企业为可再生能源发电及时提供上网服务的情况；电力调度机构优先调度可再生能源发电的情况；可再生能源并网发电安全运行的情况；电网企业全额收购可再生能源发电上网电量的情况；可再生能源发电电费结算的情况；电力企业记载和保存可再生能源发电有关资料的情况。

《办法》要求，省级电网企业和可再生能源发电企业应当于每月20日前向所在地电力监管机构报送上一月度可再生能源发电上网电量、上网电价和电费结算情况，省级电网企业应当同时报送可再生能源电价附加收支情况和配额交易情况。电力监管机构按照有关规定整理、使用电力企业报送的信息。《办法》同时明确，电网企业应当及时向可再生能源发电企业披露的信息包括：可再生

能源发电上网电量、电价；可再生能源发电未能全额上网的持续时间、估计电量、具体原因和电网企业的改进措施。

《办法》规定，电力监管机构对电力企业、电力调度机构违反国家有关全额收购可再生能源电量规定的行为及其处理情况，可以向社会公布。

就电网企业、电力调度机构的法律责任，《办法》规定，有下列行为之一，造成可再生能源发电企业经济损失的，电网企业应当承担赔偿责任，并由电力监管机构责令限期改正，拒不改正的，电力监管机构可处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。违反规定未建设或者未及时建设可再生能源发电项目接入工程的；拒绝或者阻碍与可再生能源发电企业签订购售电合同、并网调度协议的；未提供或者未及时提供可再生能源发电上网服务的；未优先调度可再生能源发电的；其他因电网企业或者电力调度机构原因造成未能全额收购可再生能源电量的情形。

## 8.3 其他激励政策

根据国家法律，我国将对可再生能源的开发利用实施或逐步实施一系列激励政策，对生物质能产业化发展同样适用的政策主要包括以下几方面。

### 8.3.1 补贴政策

中国关于可再生能源发展所涉及的补贴政策，主要包括中央政府补贴和地方政府补贴。

（1）中央政府补贴。

1）研究与发展补贴。中央政府通过国家发展与改革委员会和科技部，对可再生能源技术的科技攻关提供资金。其中科技部“九五”期间的科技攻关费用约6000万元用于可再生能源的发展，平均每年约1500万元。“十五”期间，包括科技攻关、863计划和973计划都为可再生能源发展通过了大量的经费支持，总额已超过3亿元人民币。

2）投资贴息补贴。中央政府通过相关部门由中央财政对可再生能源技术的发展项目提供贴息。例如，国家经贸委每年拥有1.2亿元人民币的贴息贷款用于支持可再生能源产业发展。

3）项目补贴。中央政府也通过不同的渠道对可再生能源技术进行补贴，如户用沼气系统、省柴灶推广，小水电机、小风电机和光伏发电示范和推广工作等。

（2）地方政府补贴。地方政府的补贴在可再生能源技术发展中起着重要的、

甚至是决定性的作用。

### 8.3.2 税收政策

（1）关税。尽管中国没有关于生物质能技术的产品进口采用低税率的明文规定，但在实际执行中可参照风力发电和其他可再生能源技术所享受的政策，即主要部件和整机与光伏发电的组件进口的关税都享受了优惠税率。1996 年风力发电设备关税税率为 12%（不含塔架），而实际执行的税率为：零部件进口税率为 3%；发电机组进口税率为 12%（实际执行税率为 6%）。由双边援助或多边援助，用于边远地区供电系统或扶贫项目的光伏发电系统一般可以申请免税，但除了进口关税外，所有进口设备需在进口关税的基础上再征收增值税和增值税附加税。中国进口风力发电机组的最高关税税率为 6%，总进口环节税率最高为 26%。

（2）增值税和增值税附加。目前，对可再生能源还没有制定统一的增值税优惠政策，但其有三个例外：一是人工沼气的增值税按 13%计征；二是水力发电增值税税率按 6%计征；三是规定风力发电的增值税也按 6%计征。增值税附加一般是地方征收的税种，包括城镇建设附加费和教育附加费，征收的水平一般为 8%～11%。以风力发电为例，根据电力部的规定，风力发电的增值税采取价外计征的征收办法，其计算公式为：增值税附加额＝增值税额×增值税附加税率。

（3）所得税。为鼓励和扶持一些企业的发展，新的企业所得税条例规定了两项减免优惠政策：一是民族区域自治地方的企业需要照顾和鼓励的，经省级人民政府批准，可以实行定期减免和免税；二是法律、行政法规和国务院有关规定给予减税、免税的企业依照规定执行。例如，国务院批准的高新技术产业开发区内的高新技术企业，按 15%的税率征收所得税；新办的高新技术企业自投产年度起免征所得税两年；企业利用废气、废水、废渣等废弃物为主要原料进行生产的，可在五年内减征或免征所得税等等。对于中外合资企业，所得税法规定，凡合营期在 10 年以上的合资经营企业，给予 2 年免税和 3 年减半征税。

一般说来，可再生能源企业的所得税上缴地方财政，地方政府拥有减免所得税的权力。对中外合资、合作和独资企业实行的税收“三免两减”的政策，一般是对所得税而言的。当企业使用银行贷款时，所得税可以税前还贷或税后还贷。采取税前还贷，实际上是对企业减免所得税的一种方式。减免所得税的另一种方式是加速折旧，减少企业账面利润。

（4）地方税。地方税种主要有所得税，增值税附加，土地占用税等，目前还没有采取针对可再生能源企业的减免所得税政策出台，只是一些地方考虑以加快设备折旧的方式来减少企业的所得赋税。内蒙古对风能系统采取了降低增

值税附加税率的措施（由 8%降低为 3%），大部分地区对风力发电机占地采取了减免土地税和土地划拨政策，实际上风电征地是零费用。

### 8.3.3 价格政策

这里主要指可再生能源发电的电价问题。中国的电价是由政府的物价部门制定的，电力部门无权随意改变电价水平。采用集资、中外合资以及外商独资等方式新建电厂，可以给予还本付息电价政策。可以按成本、税金、合理利润核定售电价格，经与电网和地方政府协商、物价和主管部门批准后执行。这项措施有利于吸引社会各界的资金办电，特别是可提高合资、独资经营电厂的积极性。

（1）低息贷款政策。国家经贸委的农村能源专项贴息贷款，原则上可用于所有的可再生能源产业的发展。自 1987 年国务院建立农村能源专项贷款以来，使用该款安排了 500 多个可再生能源发展项目，主要扶持了很多生物质能源产业化和商业化的活动，还先后贷款近 2 亿元，扶持了 100 多个中型沼气工程及其配套设备的专业化生产。

除此之外，还支持了生物质气化、生物质压缩成型等其他生物质能源技术的产业化发展项目。除了农村能源专项贷款外，国家经贸委的技术改造专项贷款也可以用于支持生物质能的产业化发展。

（2）信用担保政策。随着可再生能源技术应用的发展，利用国外资金和商业化贷款的机会增多。许多情况下可再生能源企业需要贷款进行建设。银行系统逐步商业化的情况下，企业信用担保往往会成为能否获得银行贷款的重要条件。尤其是中国近年来实行了资本金制度，要求业主必须拥有 30%的资本金，方能获得银行贷款。在风力发电场建设的初期，政府部门都对这些企业进行了信用担保。1994 年银行系统体制改革，政府部门不能为企业进行信用担保，这些职能由银行承担，但是政府对企业信用担保的影响仍然十分重要。例如，中国利用美国进出口银行贷款购买了 30 台风力发电机，贷款信用担保就是由中央政府批准，中国银行出面担保的。

### 8.3.4 其他法律法规

（1）1997 年，国家计委签发了《新能源基本建设项目管理的暂行规定》。该规定明确指出：

1）新能源是指风能、太阳能、地热能、海洋能、生物质能等可再生资源经转化或加工后的电力或洁净燃料。凡新建的新能源设施的项目（转化或加工电力或洁净燃料）为新能源基本建设项目。

2）新能源的开发应用既是近期能源平衡的补充，也是远期能源结构调整

的希望，符合国家产业政策，是实现可持续发展战略的重要组成部分。国家鼓励新能源及其技术的开发应用。

3）新能源技术的研究和新能源设备的制造，要采用自主开发与引进消化吸收创新相结合的方式，实行技工贸一体化，加速设备国产化。

4）新能源基本建设项目的经济规模为：风力发电装机容量 3000kW 以上，太阳能发电装机容量 100kW 以上，地热能发电装机容量 1500kW 以上，潮汐发电装机容量 2000kW 以上，垃圾发电装机容量 1000kW 以上，沼气工程日产气 5000$m^3$ 以上，以及投资 3000 万元人民币以上在其他新能源项目上。

（2）1999 年，国家计委和科技部共同签发了《关于进一步支持可再生能源发展有关问题的通知》。该通知明文规定：

1）国家计委和科技部在安排财政性资金建设项目和国家科技攻关项目时，将积极支持可再生能源发电项目。

2）可再生能源发电项目可由银行优先安排基本建设贷款。国家计委对于银行安排基本建设贷款的可再生能源发电项目给予 2%的财政贴息。

3）对利用国产化可再生能源发电设备的建设项目，国家计委、有关银行将优先安排贴息贷款，还贷期限经银行同意可适当宽限。

4）对利用可再生能源进行并网发电的建设项目，在电网容量允许的情况下，电网管理部门必须允许就近上网，并收购全部上网电量。

5）对可再生能源并网发电项目，在还款期内实行“还本付息加合理利润”的定价原则，高出电网平均电价的部分由电网分摊。还本付息期结束以后的电价按电网平均电价确定。

6）对于独立供电的可再生能源发电系统，国家鼓励采用租赁、分期付款方式。

可再生能源和新能源是国家重要的战略替代能源，是建设资源节约型、环境友好型社会，实现我国经济社会可持续发展的客观需要，对增强能源供给、改善能源结构、保障能源安全有重要作用。我国可再生能源资源丰富，发展潜力十分巨大，但目前我国可再生能源开发利用量约为 1.4 亿 t 标准煤，仅占能源消费总量的 7%，远远不能满足经济社会持续发展的需要，必须加快可再生能源与新能源产业化进程。要建立规模化与产业化有机结合的发展新模式，坚持以适度规模化建设带动产业化发展，以产业化促进更大的规模化；要按照政府与市场相结合的原则，在政府引导和政策的大力扶持下，依靠市场主体的自主行为促进可再生能源产业的发展；要坚持依靠科技创新，尤其是关键技术的自主创新，加快实现我国可再生能源与新能源的产业化。

# 附录A　中华人民共和国可再生能源法

2005年2月28日第十届全国人民代表大会常务委员会
第十四次会议通过

## 第一章　总　　则

**第一条**　为了促进可再生能源的开发利用，增加能源供应，改善能源结构，保障能源安全，保护环境，实现经济社会的可持续发展，制定本法。

**第二条**　本法所称可再生能源，是指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。

水力发电对本法的适用，由国务院能源主管部门规定，报国务院批准。

通过低效率炉灶直接燃烧方式利用秸秆、薪柴、粪便等，不适用本法。

**第三条**　本法适用于中华人民共和国领域和管辖的其他海域。

**第四条**　国家将可再生能源的开发利用列为能源发展的优先领域，通过制定可再生能源开发利用总量目标和采取相应措施，推动可再生能源市场的建立和发展。

国家鼓励各种所有制经济主体参与可再生能源的开发利用，依法保护可再生能源开发利用者的合法权益。

**第五条**　国务院能源主管部门对全国可再生能源的开发利用实施统一管理。国务院有关部门在各自的职责范围内负责有关的可再生能源开发利用管理工作。

县级以上地方人民政府管理能源工作的部门负责本行政区域内可再生能源开发利用的管理工作。县级以上地方人民政府有关部门在各自的职责范围内负责有关的可再生能源开发利用管理工作。

## 第二章　资源调查与发展规划

**第六条**　国务院能源主管部门负责组织和协调全国可再生能源资源的调查，并会同国务院有关部门组织制定资源调查的技术规范。

国务院有关部门在各自的职责范围内负责相关可再生能源资源的调查，调查结果报国务院能源主管部门汇总。

可再生能源资源的调查结果应当公布；但是，国家规定需要保密的内容

除外。

**第七条** 国务院能源主管部门根据全国能源需求与可再生能源资源实际状况，制定全国可再生能源开发利用中长期总量目标，报国务院批准后执行，并予公布。

国务院能源主管部门根据前款规定的总量目标和省、自治区、直辖市经济发展与可再生能源资源实际状况，会同省、自治区、直辖市人民政府确定各行政区域可再生能源开发利用的中长期目标，并予公布。

**第八条** 国务院能源主管部门根据全国可再生能源开发利用中长期总量目标，会同国务院有关部门，编制全国可再生能源开发利用规划，报国务院批准后实施。

省、自治区、直辖市人民政府管理能源工作的部门根据本行政区域可再生能源开发利用中长期目标，会同本级人民政府有关部门，编制本行政区域可再生能源开发利用规划，报本级人民政府批准后实施。

经批准的规划应当公布；但是，国家规定需要保密的内容除外。

经批准的规划需要修改的，须经原批准机关批准。

**第九条** 编制可再生能源开发利用规划，应当征求有关单位、专家和公众的意见，进行科学论证。

## 第三章 产业指导与技术支持

**第十条** 国务院能源主管部门根据全国可再生能源开发利用规划，制定、公布可再生能源产业发展指导目录。

**第十一条** 国务院标准化行政主管部门应当制定、公布国家可再生能源电力的并网技术标准，以及其他需要在全国范围内统一技术要求的有关可再生能源技术和产品的国家标准。

对前款规定的国家标准中未作规定的技术要求，国务院有关部门可以制定相关的行业标准，并报国务院标准化行政主管部门备案。

**第十二条** 国家将可再生能源开发利用的科学技术研究和产业化发展列为科技发展与高技术产业发展的优先领域，纳入国家科技发展规划和高技术产业发展规划，并安排资金支持可再生能源开发利用的科学技术研究、应用示范和产业化发展，促进可再生能源开发利用的技术进步，降低可再生能源产品的生产成本，提高产品质量。

国务院教育行政部门应当将可再生能源知识和技术纳入普通教育、职业教育课程。

## 第四章 推广与应用

**第十三条** 国家鼓励和支持可再生能源并网发电。

建设可再生能源并网发电项目，应当依照法律和国务院的规定取得行政许可或者报送备案。

建设应当取得行政许可的可再生能源并网发电项目，有多人申请同一项目许可的，应当依法通过招标确定被许可人。

**第十四条** 电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务。

**第十五条** 国家扶持在电网未覆盖的地区建设可再生能源独立电力系统，为当地生产和生活提供电力服务。

**第十六条** 国家鼓励清洁、高效地开发利用生物质燃料，鼓励发展能源作物。

利用生物质资源生产的燃气和热力，符合城市燃气管网、热力管网的入网技术标准的，经营燃气管网、热力管网的企业应当接收其入网。

国家鼓励生产和利用生物液体燃料。石油销售企业应当按照国务院能源主管部门或者省级人民政府的规定，将符合国家标准的生物液体燃料纳入其燃料销售体系。

**第十七条** 国家鼓励单位和个人安装和使用太阳能热水系统、太阳能供热采暖和制冷系统、太阳能光伏发电系统等太阳能利用系统。

国务院建设行政主管部门会同国务院有关部门制定太阳能利用系统与建筑结合的技术经济政策和技术规范。

房地产开发企业应当根据前款规定的技术规范，在建筑物的设计和施工中，为太阳能利用提供必备条件。

对已建成的建筑物，住户可以在不影响其质量与安全的前提下安装符合技术规范和产品标准的太阳能利用系统；但是，当事人另有约定的除外。

**第十八条** 国家鼓励和支持农村地区的可再生能源开发利用。

县级以上地方人民政府管理能源工作的部门会同有关部门，根据当地经济社会发展、生态保护和卫生综合治理需要等实际情况，制定农村地区可再生能源发展规划，因地制宜地推广应用沼气等生物质资源转化、户用太阳能、小型风能、小型水能等技术。

县级以上人民政府应当对农村地区的可再生能源利用项目提供财政支持。

## 第五章　价格管理与费用分摊

**第十九条**　可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整。上网电价应当公布。

依照本法第十三条第三款规定实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价格执行；但是，不得高于依照前款规定确定的同类可再生能源发电项目的上网电价水平。

**第二十条**　电网企业依照本法第十九条规定确定的上网电价收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，附加在销售电价中分摊。具体办法由国务院价格主管部门制定。

**第二十一条**　电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收。

**第二十二条**　国家投资或者补贴建设的公共可再生能源独立电力系统的销售电价，执行同一地区分类销售电价，其合理的运行和管理费用超出销售电价的部分，依照本法第二十条规定的办法分摊。

**第二十三条**　进入城市管网的可再生能源热力和燃气的价格，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则，根据价格管理权限确定。

## 第六章　经济激励与监督措施

**第二十四条**　国家财政设立可再生能源发展专项资金，用于支持以下活动。

（1）可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程。

（2）农村、牧区生活用能的可再生能源利用项目。

（3）偏远地区和海岛可再生能源独立电力系统建设。

（4）可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设。

（5）促进可再生能源开发利用设备的本地化生产。

**第二十五条**　对列入国家可再生能源产业发展指导目录、符合信贷条件的可再生能源开发利用项目，金融机构可以提供有财政贴息的优惠贷款。

**第二十六条**　国家对列入可再生能源产业发展指导目录的项目给予税收优惠。具体办法由国务院规定。

**第二十七条** 电力企业应当真实、完整地记载和保存可再生能源发电的有关资料，并接受电力监管机构的检查和监督。

电力监管机构进行检查时，应当依照规定的程序进行，并为被检查单位保守商业秘密和其他秘密。

## 第七章 法 律 责 任

**第二十八条** 国务院能源主管部门和县级以上地方人民政府管理能源工作的部门和其他有关部门在可再生能源开发利用监督管理工作中，违反本法规定，有下列行为之一的，由本级人民政府或者上级人民政府有关部门责令改正，对负有责任的主管人员和其他直接责任人员依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

（1）不依法作出行政许可决定的。

（2）发现违法行为不予查处的。

（3）有不依法履行监督管理职责的其他行为的。

**第二十九条** 违反本法第十四条规定，电网企业未全额收购可再生能源电量，造成可再生能源发电企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由国家电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。

**第三十条** 违反本法第十六条第二款规定，经营燃气管网、热力管网的企业不准许符合入网技术标准的燃气、热力入网，造成燃气、热力生产企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由省级人民政府管理能源工作的部门责令限期改正；拒不改正的，处以燃气、热力生产企业经济损失额一倍以下的罚款。

**第三十一条** 违反本法第十六条第三款规定，石油销售企业未按照规定将符合国家标准的生物液体燃料纳入其燃料销售体系，造成生物液体燃料生产企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由国务院能源主管部门或者省级人民政府管理能源工作的部门责令限期改正；拒不改正的，处以生物液体燃料生产企业经济损失额一倍以下的罚款。

## 第八章 附 则

**第三十二条** 本法中下列用语的含义。

（1）生物质能，是指利用自然界的植物、粪便以及城乡有机废物转化成的能源。

（2）可再生能源独立电力系统，是指不与电网连接的单独运行的可再生能源电力系统。

（3）能源作物，是指经专门种植，用以提供能源原料的草本和木本植物。

（4）生物液体燃料，是指利用生物质资源生产的甲醇、乙醇和生物柴油等液体燃料。

**第三十三条** 本法自2006年1月1日起施行。

# 附录B 可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法

国家发展和改革委员会

## 第一章 总 则

**第一条** 为促进可再生能源发电产业的发展，依据《中华人民共和国可再生能源法》和《价格法》，特制定本办法。

**第二条** 本办法的适用范围为：风力发电、生物质发电（包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电）、太阳能发电、海洋能发电和地热能发电。水力发电价格暂按现行规定执行。

**第三条** 中华人民共和国境内的可再生能源发电项目，2006年及以后获得政府主管部门批准或核准建设的，执行本办法；2005年12月31日前获得政府主管部门批准或核准建设的，仍执行现行有关规定。

**第四条** 可再生能源发电价格和费用分摊标准本着促进发展、提高效率、规范管理、公平负担的原则制定。

**第五条** 可再生能源发电价格实行政府定价和政府指导价两种形式。政府指导价即通过招标确定的中标价格。

可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，在全国省级及以上电网销售电量中分摊。

## 第二章 电 价 制 定

**第六条** 风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定。

**第七条** 生物质发电项目上网电价实行政府定价的，由国务院价格主管部门分地区制定标杆电价，电价标准由各省（自治区、直辖市）2005年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价组成。补贴电价标准为每千瓦时0.25元。发电项目自投产之日起，15年内享受补贴电价；运行满15年后，取消补贴电价。自2010年起，每年新批准和核准建设的发电项目的补贴电价比上一年新批准和核准建设项目的补贴电价递减2%。发电消耗热量中常规能源超过20%的混燃发

电项目，视同常规能源发电项目，执行当地燃煤电厂的标杆电价，不享受补贴电价。

**第八条** 通过招标确定投资人的生物质发电项目，上网电价实行政府指导价，即按中标确定的价格执行，但不得高于所在地区的标杆电价。

**第九条** 太阳能发电、海洋能发电和地热能发电项目上网电价实行政府定价，其电价标准由国务院价格主管部门按照合理成本加合理利润的原则制定。

**第十条** 公共可再生能源独立电力系统，对用户的销售电价执行当地省级电网的分类销售电价。

**第十一条** 鼓励电力用户自愿购买可再生能源电量，电价按可再生能源发电价格加上电网平均输配电价执行。

## 第三章 费用支付和分摊

**第十二条** 可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分，国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式解决。

**第十三条** 可再生能源电价附加向省级及以上电网企业服务范围内的电力用户（包括省网公司的趸售对象、自备电厂用户、向发电厂直接购电的大用户）收取。地县自供电网、西藏地区以及从事农业生产的电力用户暂时免收。

**第十四条** 可再生能源电价附加由国务院价格主管部门核定，按电力用户实际使用的电量计收，全国实行统一标准。

**第十五条** 可再生能源电价附加计算公式为：可再生能源电价附加=可再生能源电价附加总额/全国加价销售电量可再生能源电价附加总额=Σ（（可再生能源发电价格-当地省级电网脱硫燃煤机组标杆电价）×电网购可再生能源电量+（公共可再生能源独立电力系统运行维护费用-当地省级电网平均销售电价×公共可再生能源独立电力系统售电量）+可再生能源发电项目接网费用以及其他合理费用）。其中：

（1）全国加价销售电量=规划期内全国省级及以上电网企业售电总量-农业生产用电量-西藏电网售电量。

（2）电网购可再生能源电量=规划的可再生能源发电量-厂用电量。

（3）公共可再生能源独立电力系统运行维护费用 = 公共可再生能源独立电力系统经营成本×（1 + 增值税率）。

（4）可再生能源发电项目接网费用以及其他合理费用，是指专为可再生能源

发电项目接入电网系统而发生的工程投资和运行维护费用，以政府有关部门批准的设计文件为依据。在国家未明确输配电成本前，暂将接入费用纳入可再生能源电价附加中计算。

**第十六条** 按照省级电网企业加价销售电量占全国电网加价销售电量的比例，确定各省级电网企业应分摊的可再生能源电价附加额。计算公式为

各省级电网企业应分摊的电价附加额=（全国可再生能源电价附加总额×省级电网企业服务范围内的加价售电量）/全国加价销售电量

**第十七条** 可再生能源电价附加计入电网企业销售电价，由电网企业收取，单独记账，专款专用。所涉及的税收优惠政策，按国务院规定的具体办法执行。

**第十八条** 可再生能源电价附加由国务院价格主管部门根据可再生能源发展的实际情况适时调整，调整周期不少于一年。

**第十九条** 各省级电网企业实际支付的补贴电费以及发生的可再生能源发电项目接网费用，与其应分摊的可再生能源电价附加额的差额，在全国范围内实行统一调配。具体管理办法由国家电力监管部门根据本办法制定，报国务院价格主管部门核批。

## 第四章 附 则

**第二十条** 可再生能源发电企业和电网企业必须真实、完整地记载和保存可再生能源发电上网交易电量、价格和金额等有关资料，并接受价格主管部门、电力监管机构及审计部门的检查和监督。

**第二十一条** 不执行本办法的有关规定，对企业和国家利益造成损失的，由国务院价格主管部门、电力监管机构及审计部门进行审查，并追究主要责任人的责任。

**第二十二条** 本办法自2006年1月1日起执行。

**第二十三条** 本办法由国家发展和改革委员会负责解释。

# 附录C　可再生能源发电有关管理规定

国家发展和改革委员会发改能源【2006】13号

## 第一章　总　　则

**第一条**　为了促进可再生能源发电产业的发展，依据《中华人民共和国可再生能源法》和《中华人民共和国电力法》，特制定本规定。

**第二条**　本规定所称的可再生能源发电包括：水力发电、风力发电、生物质发电（包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电）、太阳能发电、地热能发电以及海洋能发电等。

**第三条**　依照法律和国务院规定取得行政许可的可再生能源并网发电项目和电网尚未覆盖地区的可再生能源独立发电项目适用本规定。

**第四条**　可再生能源发电项目实行中央和地方分级管理。国家发展和改革委员会负责全国可再生能源发电项目的规划、政策制定和需国家核准或审批项目的管理。省级人民政府能源主管部门负责本辖区内属地方权限范围内的可再生能源发电项目的管理工作。可再生能源发电规划应纳入同级电力规划。

## 第二章　项　目　管　理

**第五条**　可再生能源开发利用要坚持按规划建设的原则。可再生能源发电规划的制定要充分考虑资源特点、市场需求和生态环境保护等因素，要注重发挥资源优势和规模效益。项目建设要符合省级以上发展规划和建设布局的总体要求，做到合理有序开发。

**第六条**　主要河流上建设的水电项目和25万kW及以上水电项目，5万kW及以上风力发电项目，由国家发展和改革委员会核准或审批。其他项目由省级人民政府投资主管部门核准或审批，并报国家发展和改革委员会备案。需要国家政策和资金支持的生物质发电、地热能发电、海洋能发电和太阳能发电项目向国家发展和改革委员会申报。

**第七条**　可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整和公布。实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价

格执行；电网企业收购和销售非水电可再生能源电量增加的费用在全国范围内由电力用户分摊，具体办法另行制定。

**第八条** 国家发展和改革委员会负责制定可再生能源发电统计管理办法。省级人民政府能源主管部门负责可再生能源发电的统计管理和汇总，并于每年2月10日前上报国家发展和改革委员会。

**第九条** 国家电力监管委员会负责可再生能源发电企业的运营监管工作，协调发电企业和电网企业的关系，对可再生能源发电、上网和结算进行监管。

## 第三章 电网企业责任

**第十条** 省级（含）以上电网企业应根据省级（含）以上人民政府制定的可再生能源发电中长期规划，制定可再生能源发电配套电网设施建设规划，并纳入国家和省级电网发展规划，报省级人民政府与国家发展和改革委员会批准后实施。

**第十一条** 电网企业应当根据规划要求，积极开展电网设计和研究论证工作，根据可再生能源发电项目建设进度和需要，进行电网建设与改造，确保可再生能源发电全额上网。

**第十二条** 可再生能源并网发电项目的接入系统，由电网企业建设和管理。对直接接入输电网的水力发电、风力发电、生物质发电等大中型可再生能源发电项目，其接入系统由电网企业投资，产权分界点为电站（厂）升压站外第一杆（架）。对直接接入配电网的太阳能发电、沼气发电等小型可再生能源发电项目，其接入系统原则上由电网企业投资建设。发电企业（个人）经与电网企业协商，也可以投资建设。

**第十三条** 电网企业负责对其所收购的可再生能源电量进行计量、统计，省级电网企业应于每年1月20日前汇总报送省级人民政府能源主管部门，并抄报国家发展和改革委员会。

## 第四章 发电企业责任

**第十四条** 发电企业应当积极投资建设可再生能源发电项目，并承担国家规定的可再生能源发电配额义务。发电配额指标及管理办法另行规定。大型发电企业应当优先投资可再生能源发电项目。

**第十五条** 可再生能源发电项目建设、运行和管理应符合国家和电力行业的有关法律法规、技术标准和规程规范，注重节约用地，满足环保、安全等要求。

**第十六条** 发电企业应按国家可再生能源发电项目管理的有关规定，认真做好设计、用地、水资源、环保等有关前期准备工作，依法取得行政许可，未经许可不得擅自开工建设。获得行政许可的项目，应在规定的期限内开工和建成发电。未经原项目许可部门同意，不得对项目进行转让、拍卖或变更投资方。

**第十七条** 可再生能源发电项目建设，应当严格执行国家基本建设项目管理的有关规定，落实环境保护、生态建设、水土保持等措施，加强施工管理，确保工程质量。

**第十八条** 发电企业应该安装合格的发电计量系统，并在每年的 1 月 15 日前将上年度的装机容量、发电量及上网电量上报省级人民政府能源主管部门。

## 第五章 附 则

**第十九条** 电网企业和发电企业发生争议，可以根据事由向国家发展和改革委员会或国家电力监管委员会申请调解，不接受调解的，可以通过民事诉讼裁处。

**第二十条** 不执行本规定造成企业和国家损失的，由国家发展和改革委员会或省级人民政府委托的审计事务所进行审查核定损失，按照核定的损失额赔偿损失。有关罚款办法另行制定。

**第二十一条** 本规定自发布之日起执行。

**第二十二条** 本规定由国家发展和改革委员会负责解释。

# 附录D 国家计委、科技部关于进一步支持可再生能源发展有关问题的通知

计基础【1999】44号

各省、自治区、直辖市及计划单列市人民政府、计委（计经委）、科委、物价局（委员会）、电力局：为了进一步支持可再生能源发展，加速可再生能源发电设备国产化进程，经报国务院批准，现将有关问题通知如下：

一、可再生能源主要包括：风力发电，太阳能光伏发电，生物质能发电，地热发电，海洋能发电等。国家计委和科技部在安排财政性资金建设项目和国家科技攻关项目时，将积极支持可再生能源发电项目。

二、可再生能源发电项目可由银行优先安排基本建设贷款。贷款以国家开发银行为主，也鼓励商业银行积极参与。其中由国家审批建设规模达3000kW以上的大中型可再生能源发电项目，国家计委将协助业主落实银行贷款。对于银行安排基本建设贷款的可再生能源发电项目给予2%财政贴息，中央项目由财政部贴息，申请条件为：

申请银行贷款的可再生能源项目在项目建议书阶段应取得银行贷款意向书，在可行性研究阶段应获得有关银行的贷款承诺函。

可再生能源项目资本金应占项目总投资的35%及以上。贴息一律实行“先付后贴”的办法，即先向银行付息，然后申请财政贴息。贴息实行逐年报批。报批程序为：由项目业主填制贴息申请表（一式两份），并附利息计息清单和借款合同，经贷款经办行签署审查意见后，分别报送国家计委、财政部和有关银行。国家计委会同财政部、有关银行审核汇总后，由财政部按国家有关规定下达批准项目贴息资金计划。

地方项目由地方财政贴息，具体办法由地方按国家有关规定制定。

三、对利用国产化可再生能源发电设备的建设项目，国家计委、有关银行将优先安排贴息贷款，还贷期限经银行同意可适当宽限。

四、对利用可再生能源进行并网发电的建设项目，在电网容量允许的情况下，电网管理部门必须允许就近上网，并收购全部上网电量，项目法人应取得与电网管理部门的并网及售电协议。项目建议书阶段应出具并网意向书，可行

性研究阶段应出具并网承诺函。

五、对可再生能源并网发电项目在还款期内实行“还本付息加合理利润”的定价原则，高出电网平均电价的部门由电网分摊。利用国外发电设备的可再生能源并网发电项目在还款期内的投资利润率，以不超过“当时相应贷款期贷款利率加 3%”为原则。国家鼓励可再生能源发电项目利用国产化设备，利用国产化设备的可再生能源并网发电项目在还款期内的投资利润率，以不低于“当时相应贷款期贷款利率加 5%”为原则。其发电价格应实行同网同价，既与采用进口设备的项目享有同等的电价。

六、可再生能源并网发电项目在项目建议书阶段应出具当地物价部门对电价的意向函，可行性研究阶段由当地物价部门审批电价（包括电价构成），并报国家计委备案。经当地物价部门批准和国家计委备案的可再生能源并网发电项目电价从项目投产之日起实行。还本付息期结束以后的电价按电网平均电价确定。

七、对于独立供电的可再生能源发电系统，国家鼓励采用租赁、分期付款方式推广应用，具体办法由各地政府根据具体情况研究制定，并报国家计委备案。

八、本通知国家计委负责解释。

1999 年 1 月 12 日

# 附录E　新能源和可再生能源产业发展“十五”规划

国家经济贸易委员会

大力开发利用新能源和可再生能源，是优化能源结构，改善环境，促进经济社会可持续发展的重要战略措施之一，尤其是对解决边疆、海岛、偏远地区以及少数民族地区的用能问题，具有十分重要的作用。为贯彻落实国民经济和社会发展“十五”计划纲要，促进新能源和可再生能源产业化发展，特制订新能源和可再生能源产业发展“十五”规划。

## 一、现状与问题

在过去几十年研究开发和产业化工作的基础上，“九五”时期，我国新能源和可再生能源产业初具规模，技术水平不断提高，取得长足进展。

新能源和可再生能源产业初具规模。到2000年底，全国从事太阳能热水器研制、生产、销售和安装服务的企业有1000多家，年生产量达610万$m^2$，产值超过60亿元；全国太阳能热水器拥有量达2600万$m^2$，居世界第一位。全国太阳光伏电池组件的年生产能力达到5MW，生产企业（含组装及销售企业）40余家，累计用量已超过15MW。“九五”期间，我国大型并网风力发电发展迅速，年均增长率约为50%；到2000年底，累计建成26个风电场，形成了34万kW的发电能力，使我国风力发电迈上了一个新台阶；全国累计安装使用小型风力发电机19万多台，为解决西部无电地区农牧民生产生活用电发挥了重要作用。到2000年底，全国共建成近1000座工业废水和畜禽粪便沼气工程，形成了约6亿$m^3$/年的沼气生产能力。全国累计开发利用地热资源1300多处，其中地热采暖面积已逾1000万$m^2$，地热电站总装机容量约30MW。

新能源和可再生能源技术水平不断提高。在太阳能技术方面，国产晶体硅电池效率达到了11%～14%，比“八五”时期提高了2%；太阳能热利用技术中，太阳能热水器技术性能得到进一步改善，其应用方式已由季节性、间歇式应用发展到全天候、连续性应用；中温集热器、太阳能热利用与建筑一体化技术开发取得实质进展。在风力发电方面，我国自主开发的200～300kW级风电机组的国产化率已超过90%；600kW机组样机的国产化率达到80%左右。我国具备了自行研制开发容量从100W到10kW的10多种小型风力发电机的能力；还开发了一批风—光、风—柴联合发电系统。大中型工业沼气工程和农村户用沼气

池技术应用不断拓展，已成为改善城乡居民生活条件和环境质量的一项有效技术措施。秸秆等生物质高效利用试点工程取得阶段性的进展。地热采暖越来越受到人们的青睐，热泵等新技术的引进进一步提高了地热利用的价值。

尽管“九五”期间我国新能源和可再生能源产业得到了较快发展，但从总体上看，产业整体实力不强，市场竞争能力弱，一些阻碍产业发展的关键问题并未从根本上解决，产业化发展面临技术、资金、市场、机制等各方面的障碍。

（1）总体技术水平不高。新能源和可再生能源是新兴产业，与常规能源技术相比，仍处于发展初期，企业生产规模小，工艺技术落后，一些原材料和产品国产化程度低，加大了产品的生产成本，迫切需要采取有效措施，提高新能源和可再生能源技术发展水平。

（2）市场发育不成熟。目前，我国新能源和可再生能源产品大多缺乏系统的技术规范，产品质量标准不完善，质量检测和监督体系还没有建立起来，产品质量良莠不齐，地方保护、恶性竞争等影响了市场的健康发展。

（3）缺乏有效的激励政策。在当前技术条件下，新能源和可再生能源还不完全具备与常规能源进行竞争的能力。以风力发电为例，尽管“九五”期间风电场建设平均单位投资已由 10000～10500 元/kW 下降到 8000～8500 元/kW，但上网电价（含增值税）平均水平仍然在 0.60～0.70 元/kWh 之间，远高于常规能源发电成本。新能源和可再生能源的发展需要建立和完善投资、税收、价格、财政等方面的激励政策。

（4）融资渠道不畅。新能源和可再生能源是一个新兴产业，资金短缺又缺乏融资机制是产业化发展的重要障碍，迫切需要建立有效的融资渠道和探索各种融资方式。

**二、面临的形势和任务**

（1）实施可持续发展战略要求加快新能源和可再生能源产业发展。我国是世界上少数几个能源以煤为主的国家之一，也是世界上最大的煤炭消费国，燃煤造成的环境污染日益突出。我国未来的能源发展战略要求提高能源效率，清洁使用化石能源；调整能源结构，增加替代能源，实现能源的可持续发展。在实施可持续能源战略中，新能源和可再生能源是重要的战略选择。开发利用新能源和可再生能源资源，提高技术水平，推动产业发展，已成为实施可持续能源战略的重要措施。

（2）新能源和可再生能源开发利用是实施西部大开发战略的重要选择。西部大开发是党中央和国务院制定的重大战略决策。我国西部地区不仅常规能源资源丰富，而且可再生能源资源如太阳能、风能、地热等也非常丰富。发挥西

部地区的资源优势，在加强常规能源资源开发的同时，大力开发新能源和可再生能源是实施西部大开发战略的重要方面。这不仅可以缓解西部边远地区的能源短缺问题，逐步改变沿袭千百年的传统的用能方式和炊事方式，而且可以从源头上改善生态环境，为西部地区经济和社会发展作出贡献。

（3）加入 WTO 为新能源和可再生能源产业发展带来机遇和挑战。我国即将加入世界贸易组织，新能源和可再生能源产业发展在面临新机遇的同时，也面临巨大的竞争和挑战。由于我国新能源和可再生能源产业整体实力不强，仍然处于产业发展的初级阶段；面对国外强有力的竞争对手，新能源和可再生能源产业将面临更严峻的挑战，如太阳能光伏工业整体技术水平仅相当于国际 20 世纪 80 年代的水平，客观上处于劣势。面对这种情况，迫切需要加快技术进步和机制创新，推动新能源和可再生能源产业迅速发展。

## 三、指导思想和主要目标

### （一）指导思想

“十五”时期，我国新能源和可再生能源产业发展的指导思想是：认真贯彻落实党的十五大和十五届五中全会精神，以市场为导向，以企业为主体，以技术进步为支撑，加强宏观引导，培育和规范市场，逐步实现企业规模化、产品标准化、技术国产化、市场规范化，推动新能源和可再生能源产业上一个新台阶。

### （二）主要目标

2005 年我国新能源和可再生能源（不含小水电和生物质能传统利用）年开发利用量达到 1300 万 t 标准煤，相当于减少近 1000 万 t 碳的温室气体及 60 多万 t 二氧化硫、烟尘的排放，为 130 万户边远地区农牧民（约 500～600 万人口）解决无电问题，提供近 20 万个就业岗位。

2005 年全国太阳能热水器年生产能力达 1100 万 $m^2$，拥有量约 6400 万 $m^2$；形成 5～10 家具有国际竞争力的骨干企业；全国太阳光伏电池年生产能力达到 15MW，形成应用器件配套齐全的太阳光伏产业，累计拥有量达到 53MW。2005 年并网风力发电装机容量达到 120 万 kW，形成约 15～20 万 kW 的设备制造能力，以满足国内市场需求。2005 年地热采暖面积达到 2000 万 $m^2$；工业有机废水和畜禽养殖场大中型沼气工程及生物质气化工程等高效利用方式，形成近 20 亿 $m^3$ 的燃气供应能力。

## 四、发展重点

太阳能光热利用。重点发展热管型平板集热器、内置金属流道的玻璃真空集热管、真空管闷晒热水器以及太阳热水系统的应用软件和硬件；研究和开发

太阳能热利用、采暖、空调等与建筑一体化技术；推广太阳光伏发电系统。

风力发电。开发600kW级及以上风力发电机组，实现规模化生产；研究开发无齿轮箱、多级低速发电机、变速恒频等新型风力发电机组；提高10kW以下离网型风力发电机的生产技术水平，推广风—光互补、风—柴互补和风—光—柴联合供电系统。

生物质能高效利用。重点发展利用厌氧消化技术，处理高浓度工农业有机废水的大中型沼气工程，提高沼气专用设备技术水平。加快开发生物质型煤和高效直接燃烧设备的开发利用。

地热利用。加快地热回灌技术的研究，以及地热利用设备生产和成套设备的技术开发。加快地热源热泵技术的引进和消化吸收，提高设备国产化程度。

（1）研究制定鼓励发展的政策。研究制定新能源和可再生能源税收优惠政策和发电上网的鼓励政策，通过有效的政策激励，拉动市场有效需求。在西部大开发战略的实施过程中，充分发挥西部地区新能源和可再生能源的资源优势，采取政策倾斜等措施推动西部地区的新能源和可再生能源市场的开发和产业化建设。

（2）推动技术进步，提高技术和装备水平。围绕新能源和可再生能源发展重点，加快科技开发，推动建立以企业为主体的技术创新体系，鼓励企业与大专院校、科研单位实行产学研联合，开发具有自主知识产权的供新能源和可再生能源利用的新技术和新产品，加速科研成果的转化及产业化；提高产品的科技含量和产品质量，增加产品品种和规格，降低成本，形成一批用户信得过、国内外有较高信誉的名牌产品；组织重大技术示范，通过宏观调控和市场引导，提高技术装备的国产化水平和设备制造的能力。

（3）组织实施太阳能与建筑一体化示范工程。积极引导太阳能热水器生产企业参与示范工程建设，推动太阳能热水器作为建筑构件制造技术的开发和推广，扩大应用领域。

继续实施风电设备国产化示范工程。选择资源条件好，经济实力强的风电厂，建设10万kW级示范风电厂；支持风力发电设备制造企业开发生产具有自主知识产权的风力发电设备及零部件。通过国产化示范工程降低设备造价，使风电厂初始投资有较大幅度的下降。

组织实施蔗渣热电联产技术商业化示范工程和生物质发电上网商业化示范工程。

（4）积极培育和规范市场。加快新能源和可再生能源标准体系的建设。继续组织制定和修订有关产品和零部件的国家标准，包括产品性能、试验方法和

能效标准以及系统的安装、设计等国家标准。

建立新能源和可再生能源质量保证体系。逐步建立国家级产品质量检测中心和质量控制体系。组织开展大型风力发电设备及零部件的检测、认证工作；建立与国际接轨的太阳光伏系统及部件的质量检测体系。

建立产业化技术服务体系，实施项目招投标制度、工程质量监理和评审制度，鼓励发展工程建设、技术咨询、信息服务、人才培训为主的中介服务。

（5）加大宣传、培训和信息传播的力度。要采取多种形式，宣传发展新能源和可再生能源对经济社会可持续发展的重要战略意义以及党和政府对开发利用新能源和可再生能源的方针、政策。对从事新能源和可再生能源利用的技术和管理人员，有计划地组织培训。加强信息交流，支持建立一些全国性和区域性的新能源和可再生能源信息网站，通过信息传播，引导产业发展。

（6）广泛开展国际交流与合作。积极利用全球环境基金、世界银行、联合国开发计划署和亚洲开发银行等国际组织和有关国家政府的资金和技术，加快新能源和可再生能源的产业化发展。

# 附录 F　电网企业全额收购可再生能源电量监管办法

国家电力监管委员会电监会令第 25 号

## 第一章　总　　则

**第一条**　为了促进可再生能源并网发电，规范电网企业全额收购可再生能源电量行为，根据《中华人民共和国可再生能源法》、《电力监管条例》和国家有关规定，制定本办法。

**第二条**　本办法所称可再生能源发电是指水力发电、风力发电、生物质发电、太阳能发电、海洋能发电和地热能发电。

前款所称生物质发电包括农林废弃物直接燃烧发电、农林废弃物气化发电、垃圾焚烧发电、垃圾填埋气发电、沼气发电。

**第三条**　国家电力监管委员会及其派出机构（以下简称电力监管机构），依照本办法对电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量的情况实施监管。

**第四条**　电力企业应当依照法律、行政法规和规章的有关规定，从事可再生能源电力的建设、生产和交易，并依法接受电力监管机构的监管。

电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量，可再生能源发电企业应当协助、配合。

## 第二章　监　管　职　责

**第五条**　电力监管机构对电网企业建设可再生能源发电项目接入工程的情况实施监管。

省级以上电网企业应当制订可再生能源发电配套电网设施建设规划，经省级人民政府和国务院有关部门批准后，报电力监管机构备案。

电网企业应当按照规划建设或者改造可再生能源发电配套电网设施，按期完成可再生能源发电项目接入工程的建设、调试、验收和投入使用，保证可再生能源并网发电机组电力送出的必要网络条件。

**第六条**　电力监管机构对可再生能源发电机组与电网并网的情况实施监管。

可再生能源发电机组并网应当符合国家规定的可再生能源电力并网技术标准，并通过电力监管机构组织的并网安全性评价。

电网企业应当与可再生能源发电企业签订购售电合同和并网调度协议。国家电力监管委员会根据可再生能源发电的特点，制定并发布可再生能源发电的购售电合同和并网调度协议的示范文本。

**第七条**　电力监管机构对电网企业为可再生能源发电及时提供上网服务的情况实施监管。

**第八条**　电力监管机构对电力调度机构优先调度可再生能源发电的情况实施监管。

电力调度机构应当按照国家有关规定和保证可再生能源发电全额上网的要求，编制发电调度计划并组织实施。电力调度机构进行日计划方式安排和实时调度，除因不可抗力或者有危及电网安全稳定的情形外，不得限制可再生能源发电出力。本办法所称危及电网安全稳定的情形，由电力监管机构组织认定。

电力调度机构应当根据国家有关规定，制定符合可再生能源发电机组特性、保证可再生能源发电全额上网的具体操作规则，报电力监管机构备案。跨省跨区电力调度的具体操作规则，应当充分发挥跨流域调节和水火补偿错峰效益，跨省跨区实现可再生能源发电全额上网。

**第九条**　电力监管机构对可再生能源并网发电安全运行的情况实施监管。

电网企业应当加强输电设备和技术支持系统的维护，加强电力可靠性管理，保障设备安全，避免或者减少因设备原因导致可再生能源发电不能全额上网。

电网企业和可再生能源发电企业设备维护和保障设备安全的责任分界点，按照国家有关规定执行；国家有关规定未明确的，由双方协商确定。

**第十条**　电力监管机构对电网企业全额收购可再生能源发电上网电量的情况实施监管。

电网企业应当全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量。因不可抗力或者有危及电网安全稳定的情形，可再生能源发电未能全额上网的，电网企业应当及时将未能全额上网的持续时间、估计电量、具体原因等，书面通知可再生能源发电企业。电网企业应当将可再生能源发电未能全额上网的情况、原因、改进措施等报电力监管机构，电力监管机构应当监督电网企业落实改进措施。

**第十一条**　电力监管机构对可再生能源发电电费结算的情况实施监管。

电网企业应当严格按照国家核定的可再生能源发电上网电价、补贴标准和购售电合同，及时、足额结算电费和补贴。可再生能源发电机组上网电价、电费结算按照国家有关规定执行。

**第十二条**　电力监管机构对电力企业记载和保存可再生能源发电有关资料

的情况实施监管。

电力企业应当真实、完整地记载和保存可再生能源发电的有关资料。

## 第三章 监 管 措 施

**第十三条** 省级电网企业和可再生能源发电企业应当于每月 20 日前向所在地电力监管机构报送上一月度可再生能源发电上网电量、上网电价和电费结算情况，省级电网企业应当同时报送可再生能源电价附加收支情况和配额交易情况。

电力监管机构按照有关规定整理、使用电力企业报送的信息。

**第十四条** 电网企业应当及时向可再生能源发电企业披露下列信息：

（1）可再生能源发电上网电量、电价。

（2）可再生能源发电未能全额上网的持续时间、估计电量、具体原因和电网企业的改进措施。

**第十五条** 电力监管机构对常规能源混合可再生能源发电项目的燃料比例进行检查、认定，常规能源混合可再生能源发电企业和燃料供应等相关企业应当予以配合。

常规能源混合可再生能源发电企业应当做好常规能源混合可再生能源发电相关数据的计量和统计工作。

**第十六条** 电力监管机构依法对电网企业、可再生能源发电企业、电力调度机构进行现场检查，被检查单位应当予以配合，提供与检查事项有关的文件、资料，并如实回答有关问题。

电力监管机构对电网企业、可再生能源发电企业、电力调度机构报送的统计数据和文件资料可以依法进行核查，对核查中发现的问题，应当责令限期改正。

**第十七条** 可再生能源发电机组与电网并网，并网双方达不成协议，影响可再生能源电力交易正常进行的，电力监管机构应当进行协调；经协调仍不能达成协议的，由电力监管机构按照有关规定予以裁决。

电网企业和可再生能源发电企业因履行合同发生争议，可以向电力监管机构申请调解。

**第十八条** 电力监管机构对电力企业、电力调度机构违反国家有关全额收购可再生能源电量规定的行为及其处理情况，可以向社会公布。

## 第四章 法 律 责 任

**第十九条** 电力监管机构工作人员未依照本办法履行监管职责的，依法追究其责任。

**第二十条**　电网企业、电力调度机构有下列行为之一，造成可再生能源发电企业经济损失的，电网企业应当承担赔偿责任，并由电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，电力监管机构可以处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。

（1）违反规定未建设或者未及时建设可再生能源发电项目接入工程的。

（2）拒绝或者阻碍与可再生能源发电企业签订购售电合同、并网调度协议的。

（3）未提供或者未及时提供可再生能源发电上网服务的。

（4）未优先调度可再生能源发电的。

（5）其他因电网企业或者电力调度机构原因造成未能全额收购可再生能源电量的情形。

电网企业应当自电力监管机构认定可再生能源发电企业经济损失之日起15日内予以赔偿。

**第二十一条**　电力企业未按照国家有关规定进行电费结算、记载和保存可再生能源发电资料的，依法追究其责任。

## 第五章　附　　则

**第二十二条**　除大中型水力发电外，可再生能源发电机组不参与上网竞价。电量全额上网的水力发电机组参与电力市场相关交易，执行国家电力监管委员会有关规定。

**第二十三条**　发电消耗热量中常规能源超过规定比例的常规能源混合可再生能源发电项目，视同常规能源发电项目，不适用本办法。

**第二十四条**　本办法自2007年9月1日起施行。

# 附录 G　能源发展“十一五”规划

国家发展改革委，2007 年 4 月

本规划主要阐明国家能源战略，明确能源发展目标、开发布局、改革方向和节能环保重点，是未来五年我国能源发展的总体蓝图和行动纲领。有关方面要按照规划要求，结合具体实际，积极开展工作，努力完成规划确定的各项任务。

## 第一章　能　源　形　势

### 一、能源发展的新起点

“十五”时期，我国能源发展成就显著，基本满足了国民经济和社会发展的需要，为“十一五”及更长时期的发展奠定了坚实基础。面向未来，我国能源工业站在新的历史起点上。

（1）能源生产快速增长，供需矛盾趋于缓和。2005 年，我国一次能源生产总量 20.6 亿 t 标准煤，消费总量 22.5 亿 t 标准煤，分别占全球的 13.7%和 14.8%，是世界第二能源生产和消费大国。煤炭产量突破 22 亿 t，发挥了重要的支撑作用。石油天然气产量稳步增长，西气东输工程顺利建成，塔里木、准噶尔、鄂尔多斯等西部油气田开发取得重要进展。发电装机容量超过 5 亿 kW，实现了跨越式发展，电力供应紧张状况明显缓和。“十五”时期能源主要发展指标见表 G-1。

**表 G-1**　　**“十五”期间能源发展主要指标**

| 指　　标 | 单　　位 | 2000 年 | 2005 年 | “十五”年均增长（%） |
|---|---|---|---|---|
| 一次能源生产总量 | 亿 t 标准煤 | 12.90 | 20.50 | 9.82 |
| 其中：原煤 | 亿 t | 12.90 | 22.05 | 11.16 |
| 石油 | 亿 t | 1.63 | 1.81 | 2.12 |
| 天然气 | 亿 $m^3$ | 272 | 493 | 12.63 |
| 水电及可再生能源 | 亿 t 标准煤 | 0.86 | 1.41 | 10.39 |
| 一次能源消费总量 | 亿 t 标准煤 | 13.86 | 22.47 | 10.15 |
| 其中：原煤 | 亿 t | 13.20 | 21.67 | 10.42 |
| 石油 | 亿 t | 2.24 | 3.25 | 7.73 |
| 天然气 | 亿 $m^3$ | 245 | 479 | 14.35 |
| 水电及可再生能源 | 亿 t 标准煤 | 0.86 | 1.41 | 10.39 |

（2）结构调整力度加大，“上大压小”取得成效，大型煤炭基地建设、中小煤矿联合改造、落后小煤矿关闭淘汰稳步实施。大型电站建设步伐加快，火电“上大压小”继续推进。西电东送等重点输电工程进展顺利，农网改造基本完成，六大电网联网加强。新能源和可再生能源发展加快，风电装机容量达到126万kW，太阳能光伏发电装机容量约7万kW，太阳能热水器集热面积8000多万$m^2$，居世界第一位。生物质燃料乙醇年生产能力102万t，煤炭液化和煤制醇醚、烯烃等煤基多联产示范工程稳步推进。

（3）技术创新取得进步，装备水平明显提高。煤炭工业已具备装备千万吨级露天煤矿和日产万吨矿井工作面的能力，建成了一批具有世界先进水平的大型煤矿。石油天然气复杂区块勘探开发、提高油田采收率等技术跨入国际领先行列。三峡工程顺利投产，标志着我国水电技术达到国际先进水平；一批大型火电机组投入运行；形成了比较完备的500kV和330kV主网架，750kV示范工程建成投运，±800kV直流和1000kV交流试验示范工程开始启动。

（4）体制改革步伐加快，市场机制逐步完善煤炭企业战略性重组步伐加快，产业集中度提高。煤炭上下游产业融合趋势明显，一批产权多元化，煤电、煤钢、煤焦化一体化的综合能源企业正在发展壮大。煤炭市场价格机制趋于完善，区域煤炭交易市场发展态势良好。石油天然气产业形成了几个上下游、内外贸一体化的大型企业集团，国家战略石油储备建设取得进展。电力体制改革稳步推进，厂网分开基本完成，电力市场建设开始起步。

（5）能源效率有所提高，环境保护得到加强。2005年，全国煤矿平均矿井回采率比2000年提高了约10%。在难采储量不断增加的情况下，原油采收率仍然保持在较高水平。火电供电标准煤耗从2000年的392g/kWh下降到2005年的370g/kWh；烟尘排放总量比1980年减少32%；部分水资源缺乏地区实现了废水“零排放”；产生单位电量排放的二氧化硫比1990年减少了40%。

**二、面临的主要问题和挑战**

“十一五”是全面建设小康社会的关键时期，新时期、新阶段，能源发展既有新的机遇，也面临更为严峻的挑战。

（1）消费需求不断增长，资源约束日益加剧。我国能源资源总量比较丰富，但人均占有量较低，特别是石油、天然气人均资源量仅为世界平均水平的7.7%和7.1%。随着国民经济平稳、快速的发展，城乡居民消费结构升级，能源消费将继续保持增长趋势，资源约束矛盾更加突出。

（2）结构矛盾比较突出，可持续发展面临挑战。目前，煤炭消费占我国一次能源消费的69%，比世界平均水平高42%。以煤为主的能源消费结构和比较

粗放的经济增长方式，带来了许多环境和社会问题，经济社会可持续发展受到严峻挑战。

（3）国际市场剧烈波动，安全隐患不断增加。最近几年，国际石油价格大幅震荡、不断攀升，给我国经济社会发展带来多方面的影响。我国战略石油储备体系建设刚刚起步，应对供应中断能力较弱；影响天然气电力安全供应的因素日趋增多；煤矿安全生产形势不容乐观，维护能源安全任务艰巨。

（4）能源效率亟待提高，节能降耗任务艰巨。与国际先进水平比较，我国能源效率还有很大差距。“十一五”规划纲要提出了2010年单位GDP能耗降低20%左右的目标。一方面，从我国产业结构调整和技术管理水平提高潜力看，经过努力，实现上述目标是可能的。另一方面，我国尚处在工业化、城镇化加快发展的历史阶段，高耗能产业在经济增长中仍将占有较大比重，转变能源生产和消费模式，提高能源效率，减少能源消耗，是一项长期而艰巨的任务。

（5）科技水平相对落后，自主创新任重道远。科技发展是解决能源问题的根本途径。与世界先进国家比较，我国在能源高新技术和前沿技术领域还有相当差距，能源科技自主创新任重道远。

（6）体制约束依然严重，各项改革有待深化。煤炭企业社会负担沉重，竞争力不强。完善原油、成品油和天然气市场体系，还有大量需要解决的问题。电力体制改革方案确定的各项改革措施有待进一步落实。

（7）农村能源问题突出，滞后面貌亟待改观。农村能源存在的主要问题，一是生活用能商品化程度偏低，二是地区发展不平衡。西部农村普遍存在能源不足的问题，东、中部山区和贫困地区用能状况也需要进一步改善，全国尚有1000多万无电人口。加快农村能源建设，改善农村居民生产生活用能条件，是建设社会主义新农村的必然要求。

## 第二章　方针和目标

### 一、指导方针

以邓小平理论和“三个代表”重要思想为指导，用科学发展观和构建社会主义和谐社会两大战略思想统领能源工作，贯彻落实节约优先、立足国内、多元发展、保护环境，加强国际互利合作的能源战略，努力构筑稳定、经济、清洁的能源体系，以能源的可持续发展支持我国经济社会可持续发展。

### 二、发展目标

#### （一）消费总量与结构

2010年，我国一次能源消费总量控制目标为27亿t标准煤左右，年均增

长 4%。煤炭、石油、天然气、核电、水电、其他可再生能源分别占一次能源消费总量的 66.1%、20.5%、5.3%、0.9%、6.8%和 0.4%。与 2005 年相比，煤炭、石油比重分别下降 3.0%和 0.5%，天然气、核电、水电和其他可再生能源分别增加 2.5%、0.1%、0.6% 和 0.3%。

（二）生产总量与结构

2010 年，一次能源生产目标为 24.46 亿 t 标准煤，年均增长 3.5%。煤炭、石油、天然气、核电、水电、其他可再生能源分别占 74.7%、11.3%、5.0%、1.0%、7.5%和 0.5%。与 2005 年相比，煤炭、石油比重分别下降 1.8%和 1.3%，天然气、核电、水电和其他可再生能源分别增加 1.8%、0.1%、0.8%和 0.4%。

## 第三章 建 设 重 点

根据资源条件，按照“优化结构、区域协调、产销平衡、留有余地”的原则，“十一五”时期我国能源建设的总体安排是：有序发展煤炭；加快开发石油天然气；在保护环境和做好移民工作的前提下积极开发水电，优化发展火电，推进核电建设；大力发展可再生能源。适度加快“三西”煤炭、中西部和海域油气、西南水电资源的勘探开发，增加能源基地输出能力；优化开发东部煤炭和陆上油气资源，稳定生产能力，缓解能源运输压力。重点建设五大能源工程。

### 一、能源基地建设工程

（一）有序开发煤炭基地

加快开发神东、陕北、黄陇（含华亭）、晋北、晋东、宁东 6 个大型优质动力煤炭基地，以建设特大型现代化煤矿为主，扩大生产规模。实施晋中炼焦煤基地保护性开发，建设大型煤矿，整合中小型煤矿，保持合理开发强度。做好鲁西、冀中、河南 3 个煤炭基地老矿区生产接续，稳定生产规模。推进两淮煤炭基地建设与改造，适度提高煤炭供应能力。促进蒙东（东北）煤炭基地开发，优先建设内蒙古东部大型现代化露天煤矿。配合西电东送工程，适度加快云贵煤炭基地开发。

（二）加快建设油气基地

按照“挖潜东部、发展西部、加快海域、开拓南方”的原则，通过地质理论创新、新技术应用和加大投入力度等措施，使 2010 年，全国原油、天然气产量分别达到 1.93 亿 t 和 920 亿 $m^3$。

（三）积极开发水电基地

按照流域梯级滚动开发方式，建设大型水电基地。重点开发黄河上游、长江中上游及其干支流、澜沧江、红水河和乌江等流域。在水能资源丰富但地处

偏远的地区，因地制宜开发中小型水电站。

（四）优化建设煤电基地

按照“西电东送、水火调剂、强化支撑、保障安全”的原则，优化建设山西、陕西、内蒙古、贵州、云南东部等煤炭富集地区煤电基地，实施“西电东送”。合理布局河南、宁夏坑口电厂，促进区域内水火调剂。加快安徽两淮坑口电厂建设，实施“皖电东送”。东中部地区重点建设港口、路口、负荷中心电厂以及有利于增强输电能力的电厂，提高电网运行的稳定性和安全性。

（五）加快建设核电基地

“十一五”期间，建成田湾一期、广东岭澳二期工程，开工浙江三门、广东阳江等核电项目，做好一批核电站前期工作。积极支持高温气冷堆核电示范工程。

**二、能源储运工程**

（一）煤炭运输通道和港口

“十一五”期间，随着煤炭产销量的增长，我国“北煤南运、西煤东调”格局将更加明显。要充分挖掘既有铁路和港口设施的潜力，重点抓好“三西”煤炭外运通道、北方沿海煤炭装船码头的扩能改造，规划建设“西煤东运”新通道。进一步强化华东、东南、华南地区煤炭接卸码头和中转基地的建设，发挥长江和京杭运河的作用，加强西北、西南和华中煤炭运输能力的建设。

（二）油气输送管网

“十一五”期间，按照“西部油气东输、东北油气南送、海上油气登陆”的格局，加强骨干油气管线建设，增加必要的复线和重点联络线，加快中转枢纽和战略储备设施建设，逐步形成全国油气骨干管网和重点区域网络。

（三）电网设施

一是按照重点输送水电，适度输送煤电的原则，继续推进“西电东送”三大通道的建设。二是加强区域电网建设，推进大区电网互联，到 2010 年，除西藏、新疆、台湾等地区外，初步实现全国联网。三是推进城乡电网建设与改造，形成安全可靠的配电网络。四是促进二次系统与一次系统协调发展。

**三、石油替代工程**

按照“发挥资源优势、依靠科技进步、积极稳妥推进”的原则，加快发展煤基、生物质基液体燃料和煤的化工技术，统筹规划、有序建设重点示范工程。为“十二五”及更长时期石油替代产业发展奠定基础。

**四、可再生能源产业化工程**

“十一五”期间，重点发展资源潜力大、技术基本成熟的风力发电、生物质

发电、生物质成型燃料、太阳能利用等可再生能源，以规模化建设带动产业化发展。

**五、新农村能源工程**

按照“因地制宜，多元发展”的原则，在继续加快小型水电和农网建设的同时，大力发展适宜村镇、农户使用的风电、生物质能、太阳能等可再生能源。到2010年，村镇小型风机使用量达到30万台，总容量7.5万kW；户用沼气4000万户，规模化养殖场沼气工程达到4700处，全国农村沼气产量达到160亿$m^3$；农村太阳能热水器保有量达到5000万$m^2$，太阳灶保有量达到100万台。

## 第四章 节能和环保

实现能源节约和环境保护目标，必须依靠全社会的共同努力，发挥科技基础作用，走转变经济增长方式，提高经济增长质量和效益的道路。在落实直接节能与环境保护措施的同时，大力发展循环经济，加快培育高科技产业，扩大现代服务业在国民经济中的比重，通过优化经济结构，提升间接节能和环保贡献率。

**一、主要目标**

（一）总体指标

2010年，万元GDP（2005年不变价，下同）能耗由2005年的1.22t标准煤下降到0.98t标准煤左右。“十一五”期间年均节能率4.4%，相应减少排放二氧化硫840万t、二氧化碳（碳计）3.6亿t。

（二）主要耗能产品（工作量）和耗能设备指标

2010年，重点耗能行业环保状况和主要产品（工作量）单位能耗指标，总体达到或接近本世纪初国际先进水平。主要耗能设备能源效率达到20世纪90年代中期国际先进水平，部分汽车、家用电器能源效率达到国际先进水平。具体能耗指标和能效指标见表G-2和表G-3。

**表G-2 主要产品（工作量）单位能耗指标**

| | 单 位 | 2000年 | 2005年 | 2010年 |
|---|---|---|---|---|
| 火电供电煤耗 | g标准煤/kWh | 392 | 370 | 355 |
| 吨钢综合能耗 | kg标准煤/t | 906 | 760 | 730 |
| 吨钢可比能耗 | kg标准煤/t | 784 | 700 | 685 |
| 10种有色金属综合能耗 | t标准煤/t | 4.809 | 4.665 | 4.595 |
| 铝综合能耗 | t标准煤/t | 9.923 | 9.595 | 9.471 |
| 铜综合能耗 | t标准煤/t | 4.707 | 4.388 | 4.256 |
| 炼油单位能量因数能耗 | kg标准油/t·因数 | 14 | 13 | 12 |

续表

| | 单　　位 | 2000 年 | 2005 年 | 2010 年 |
|---|---|---|---|---|
| 乙烯综合能耗 | kg 标准油/t | 848 | 700 | 650 |
| 大型合成氨综合能耗 | kg 标准煤/t | 1372 | 1210 | 1140 |
| 烧碱综合能耗 | kg 标准煤/t | 1553 | 1503 | 1400 |
| 水泥综合能耗 | kg 标准煤/t | 181 | 159 | 148 |
| 建筑陶瓷综合能耗 | kg 标准煤/$m^2$ | 10.04 | 9.9 | 9.2 |
| 铁路运输综合能耗 | t 标准煤/百万 t 换算千米 | 10.41 | 9.65 | 9.4 |

**表 G-3　　主要耗能设备能效指标**

| | 单　　位 | 2000 年 | 2010 年 |
|---|---|---|---|
| 燃煤工业锅炉（运行） | % | 65 | 70～80 |
| 中小电动机（设计） | % | 87 | 90～92 |
| 风机（设计） | % | 70～80 | 80～85 |
| 泵（设计） | % | 75～80 | 83～87 |
| 气体压缩机（设计） | % | 75 | 80～84 |
| 房间空调器（能效比） | | 2.4 | 3.2～4 |
| 电冰箱（能效指数） | % | 80 | 62～50 |
| 家用燃气灶（热效率） | % | 55 | 60～65 |
| 家用燃气热水器（热效率） | % | 80 | 90～95 |
| 汽车平均燃油经济性 | L/（km×100） | 9.5 | 8.2～6.7 |

（三）能源行业指标

2010 年，全国煤矿平均矿井回采率达到 50%，提高 4%；煤矸石、矿井水利用率均达到 70%，分别提高 27%和 26%；矿井水排放达标率 100%，提高 20%；洗煤废水闭路循环率提高到 90%，增加 5%。原油采收率保持在 32%左右。火电供电标准煤耗 355g/kWh，下降 15g/kWh；厂用电率 4.5%，下降 1.4%；线损率 7%，下降 0.18%；电厂二氧化硫排放总量减少 10%以上。

**二、主要领域**

“十一五”期间，按照“全面推进、突出重点”的原则，着力抓好重点工业、交通运输、建筑、商业和民用领域的节能环保工作。组织实施燃煤工业锅炉（窑炉）改造、区域热电联产、余热余压利用、节约和替代石油、电机系统节能、能量系统优化、建筑节能、绿色照明、政府机构节能、节能监测和技术服务体系建设等十大工程，达到节能 5.6 亿 t 标准煤，环境和经济效益

显著的目标。

## 三、能源行业重点

### （一）煤炭工业

逐步淘汰技术落后、效率低、资源浪费和污染严重的小煤矿，采用高效、环保的新工艺、新设备和新材料改造现有煤矿和选煤厂，建设大型现代化煤矿。到2010年，使煤炭资源平均矿井回采率由2005年的46%提高到50%；小型煤矿数量由2.2万处降低到1万处左右，污染源点大幅度减少；地下水渗漏、地表沉陷等问题得到有效缓解。

按照循环经济发展思路，大力推进煤炭领域资源综合利用。到2010年，使煤矸石利用量由2005年的1.5亿t增加到3.9亿t，利用率提高27%；矿井水利用量由11亿$m^3$增加到36亿$m^3$，利用率提高26%；矿井水达标排放率由80%提高到100%；煤矿瓦斯利用量由10亿$m^3$增加到87 亿$m^3$。

切实加强煤炭矿区生态环境保护工作。制订专项规划，研究建立矿区生态环境恢复补偿机制，加大资金投入。到2010年，使矿区土地复垦面积由0.9万$hm^2$增加到2.2万$hm^2$，水土流失治理面积由1.1万$hm^2$增加到2.6万$hm^2$，生态环境恶化的趋势得到遏制。

### （二）石油天然气工业

加强项目开发的节能环保评估和审查，大力推广提高采收率技术、采油系统优化配置技术、稠油热采配套节能技术、注水系统优化运行技术、油气密闭集输综合节能技术和油田伴生气回收利用技术，严禁在没有伴生气、凝析油回收配套条件下开采油气田。到2010年，使全国原油采收率保持在32%左右；油气田开发综合能耗，特别是油气自用率进一步降低；基本解决天然气放空、废水排放造成的环境污染问题。

做好石油节约和替代工作。以洁净煤、石油焦、天然气替代燃料油（轻油）；淘汰燃油小机组；实施机动车燃油经济性标准及相关配套政策；实施清洁汽车行动计划，发展混合动力汽车，在城市公交车、出租车等行业推广燃气汽车。

### （三）电力工业

大力发展60万kW及以上超（超）临界机组、大型联合循环机组。采用高效洁净发电技术改造现役火电机组，实施“上大压小”和小机组淘汰退役。推进热电联产、热电冷联产和热电煤气多联供。在工业热负荷为主的地区，因地制宜建设以热力为主的背压机组；在采暖负荷集中或发展潜力较大的地区，建设30万kW等级高效环保热电联产机组；在中小城市建设以循环流化

床技术为主的热电煤气三联供，以洁净能源作燃料的分布式热电联产和热电冷联供，将分散式供热燃煤小锅炉改造为集中供热。到2010年，使火电供电标准煤耗由2005年的每千瓦时370g下降到355g，厂用电率由5.9%下降到4.5%；城市集中供热普及率由30%提高到40%，新增供暖热电联产机组超过4000万kW，年节能3500万t标准煤以上，为改善城市空气质量作出贡献。水电建设要更加重视生态环境保护问题；新建火电机组必须同步安装高效除尘设施；加快现役电厂除尘器改造，提高其可靠性、稳定性和除尘效率。通过使用低硫燃料、装设脱硫设备等综合措施，严格控制电厂二氧化硫排放。推广低氮燃烧技术，扩大烟气脱氮试点范围，鼓励火电厂减少氮氧化物排放。到2010年，使火电厂每千瓦时烟尘排放量控制在1.2g、二氧化硫排放量下降到2.7g，电厂废水排放达标率实现100%。采用先进输、变、配电技术和设备，逐步淘汰能耗高的老旧设备；加强跨区联网，推广应用电网经济运行技术；采取有效措施，减轻电磁场对环境的影响。到2010年，使电网线损率下降到7%左右。

## 第五章 科 技 进 步

贯彻落实“自主创新，重点跨越，支撑发展，引领未来”的科技发展指导方针，建立和完善以企业为主体、市场为导向、产学研相结合的能源科技创新体系。优先发展先进适用技术，提升能源工业技术水平；加强前沿技术研发，为未来能源发展奠定基础。

### 一、优先发展先进适用技术

需发展的先进适用技术见表G-4。

表G-4 “十一五”重点发展的先进适用技术

| 发 展 技 术 | 主 要 内 容 |
|---|---|
| 资源勘探开发 | 煤炭高效开采、复杂地质条件油气资源勘探开发、海洋油气资源勘探开发和煤层气开发等技术 |
| 煤炭清洁利用 | 煤炭洗选、清洁高效发电、煤基液体燃料和化工等技术 |
| 核电站 | 百万千瓦级大型先进压水堆核电技术 |
| 超大规模输配电和电网二次系统 | 柔性输电、高等级电压输电、间歇式电源并网、电能质量监测与控制、大规模互联电网安全保障和电网调度自动化技术等 |
| 可再生能源低成本规模化开发利用 | 大型风电机组、农林生物质发电、沼气发电、燃料乙醇、生物柴油和生物质固体成型燃料、太阳能开发利用关键技术等 |

### 二、加强能源前沿技术研究

需重点发展的前沿技术见表G-5。

表 G-5 “十一五”重点发展的前沿技术

| 前沿技术 | 主要内容 |
| --- | --- |
| 氢能及燃料电池 | 高效低成本化石能源和可再生能源制氢、经济高效氢储存和输配、燃料电池关键技术等 |
| 分布式供能系统 | 微小型燃气轮机、新型热力循环等终端能源转换、储能、热电冷系统综合技术等 |
| 未来核电 | 高温气冷堆和快中子增殖反应堆、核聚变反应堆技术等 |
| 天然气水合物 | 天然气水合物地质理论、资源勘探评价、钻井和安全开采技术等 |

## 第六章 保障措施

### 一、增加勘查投入，提高资源保障程度

落实《国务院关于促进煤炭工业健康发展的若干意见》，完善资源有偿使用制度，增加基础地质勘探投入，提高煤炭资源保障程度。

制定油气资源勘探开发投入激励政策，鼓励尾矿和难动用的储量开发利用，逐步建立完善油气区块矿权招标制度和退出机制。增加对水能、风能、生物质能等资源调查的投入，为加快新能源和可再生能源开发利用奠定资源基础。

### 二、发挥规划调控作用，规范开发建设秩序

建立和完善能源规划调整与公开发布制度。滚动修订各类能源规划，公开发布实施，规范政府监管和企业行为，接受社会公众监督。地方和部门组织制定的相关规划，必须与国家能源发展规划衔接一致。

严格建设项目核准和备案制度。不符合国家能源规划要求的建设项目，国土、环保等部门不予办理相关审核、许可手续，金融机构不予贷款。进一步完善项目核准备案制度，形成更加科学、规范、透明的管理办法。

### 三、加快法规建设，改进行业管理

修订《煤炭法》、《电力法》、《节约能源法》，制定《能源法》、《石油天然气法》和《国家石油储备管理条例》等法规，尽快完善与社会主义市场经济体制相适应的能源法律法规体系。

健全煤炭行业准入制度，规范煤炭资源勘查开发和生产经营活动。实施煤炭资源整合，推进企业重组，淘汰落后小煤矿。引导企业增加投入，加快瓦斯抽采利用和安全改造，提高装备水平，改善安全生产条件。

加强石油天然气行业监管，完善市场准入制度。制定天然气利用政策，强化需求侧管理，保障供气安全。完善电力市场监管体系和运行规则，创造公平竞争的市场环境。引导电网和发电企业加强管理、节能降耗、降低成本、改进服务，为全社会提供稳定可靠、价格合理、质量优良的电力供应。

**四、深化体制改革，完善价格体系**

继续推动煤炭企业完善现代企业制度，减轻企业的社会负担，增强竞争力。完善流通体制，建立现代煤炭交易市场。逐步理顺成品油价格，加大天然气价格调整力度，引导油气资源合理使用，促进资源节约与开发。

按照国务院确定的电力体制改革方案，巩固厂网分开成果，加快电网企业主辅分离步伐，推进区域电力市场建设，继续开展大用户与发电企业直接交易试点，稳步实施输配分开。深化电价体制改革，完善输配电价，加快推进竞价上网，建立与用电质量要求、用电性质和发电上网电价挂钩的分类售电电价机制。制定可再生能源发电配额制度，完善可再生能源发电电价优惠政策，施行有利于生产和使用可再生能源的税收政策。

**五、强化资源节约，保护生态环境**

提高能源矿产资源回采率。实行与回采率挂钩的资源税费计征办法，完善监管制度，促进企业加强管理、增加投入、改进工艺装备，提高能源资源利用率。

发展循环经济。鼓励企业充分利用劣质煤、煤炭洗选加工副产品、煤矿瓦斯、矿井水等资源，因地制宜发展综合利用产业。完善热电联产产业政策，鼓励大中型城市和热负荷相对集中的工业园区，实行热电联产、集中供热，逐步淘汰分散供热锅炉，提高综合能效，保护生态环境。

建立煤炭矿区生态环境恢复补偿机制。制定煤炭清洁生产标准，明确企业和政府责任，加大生态环境保护和治理投入。改革电力调度方式。实行节能、环保、经济、公平的发电调度制度，激励企业加快发展高效清洁机组，淘汰和改造低效率、高能耗、高排放的现役机组，促进电力行业整体能效和环保水平的提高。

**六、扩大对外开放，加强国际合作**

以引进先进技术和管理为主要目标，适时修订《外商投资产业指导目录》，完善能源对外开放政策。按照平等互利、合作双赢的原则加强能源国际合作。

**七、建立应急体系，提高安全保障**

加快政府石油储备建设，适时建立企业义务储备，鼓励发展商业石油储备，逐步完善石油储备体系。以应对大规模电网事故和石油天然气供应中断为核心，建立完善能源安全预警制度和应急机制。

# 附录 H　可再生能源中长期发展规划

国家发展改革委，2007 年 8 月

能源是经济和社会发展的重要物质基础。工业革命以来，世界能源消费剧增，煤炭、石油、天然气等化石能源资源消耗迅速，生态环境不断恶化，特别是温室气体排放导致日益严峻的全球气候变化，人类社会的可持续发展受到严重威胁。目前，我国已成为世界能源生产和消费大国，但人均能源消费水平还很低。随着经济和社会的不断发展，我国能源需求将持续增长。增加能源供应、保障能源安全、保护生态环境、促进经济和社会的可持续发展，是我国经济和社会发展的一项重大战略任务。

可再生能源包括水能、生物质能、风能、太阳能、地热能和海洋能等，资源潜力大，环境污染低，可持续利用，是有利于人与自然和谐发展的重要能源。20 世纪 70 年代以来，可持续发展思想逐步成为国际社会共识，可再生能源开发利用受到世界各国高度重视，许多国家将开发利用可再生能源作为能源战略的重要组成部分，提出了明确的可再生能源发展目标，制定了鼓励可再生能源发展的法律和政策，可再生能源得到迅速发展。

可再生能源是我国重要的能源资源，在满足能源需求、改善能源结构、减少环境污染、促进经济发展等方面已发挥了重要作用。但可再生能源消费占我国能源消费总量的比重还很低，技术进步缓慢，产业基础薄弱，不能适应可持续发展的需要。我国《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》明确提出："实行优惠的财税、投资政策和强制性市场份额政策，鼓励生产与消费可再生能源，提高可再生能源在一次能源消费中的比重。"为了加快可再生能源发展，促进节能减排，积极应对气候变化，更好地满足经济和社会可持续发展的需要，在总结我国可再生能源资源、技术及产业发展状况，借鉴国际可再生能源发展的经验基础上，我国研究制定了《可再生能源中长期发展规划》。该规划提出了从现在到 2020 年期间，我国可再生能源发展的指导思想、主要任务、发展目标、重点领域和保障措施，以指导我国可再生能源发展和项目建设。

## 一、国际可再生能源发展状况

### （一）发展现状

近年来，受石油价格上涨和全球气候变化的影响，可再生能源开发利用日

益受到国际社会的重视。许多国家提出了明确的发展目标，制定了支持可再生能源发展的法规和政策，使可再生能源技术水平不断提高，产业规模逐渐扩大，成为促进能源多样化和实现可持续发展的重要能源。

1. 水电

水力发电是目前最成熟的可再生能源发电技术，在世界各地得到广泛应用。到2005年底，全世界水电总装机容量约为8.5亿kW。目前，经济发达国家水能资源已基本开发完毕，水电建设主要集中在发展中国家。

2. 生物质能

现代生物质能的发展方向是高效清洁利用，将生物质转换为优质能源，包括电力、燃气、液体燃料和固体成型燃料等。生物质发电包括农林生物质发电、垃圾发电和沼气发电等。到2005年底，全世界生物质发电总装机容量约为5000万kW，主要集中在北欧和美国；生物燃料乙醇年产量约3000万t，主要集中在巴西、美国；生物柴油年产量约200万t，主要集中在德国。沼气已是成熟的生物质能利用技术，在欧洲、中国和印度等地已建设了大量沼气工程和分散的户用沼气池。

3. 风电

风电包括离网运行的小型风力发电机组和大型并网风力发电机组，技术已基本成熟。近年来，并网风电机组的单机容量不断增大，2005年新增风电机组的平均单机容量超过1000kW，单机容量4000kW的风电机组已投入运行，风电厂建设已从陆地向海上发展。到2005年底，全世界风电装机容量已达6000万kW，最近5年来平均年增长率达30%。随着风电的技术进步和应用规模的扩大，风电成本持续下降，经济性与常规能源已十分接近。

4. 太阳能

太阳能利用包括太阳能光伏发电、太阳能热发电，以及太阳能热水器和太阳房等热利用方式。光伏发电最初作为独立的分散电源使用，近年来并网光伏发电的发展速度加快，市场容量已超过独立使用的分散光伏电源。2005年，全世界光伏电池产量为120万kW，累计已安装了600万kW。太阳能热发电已经历了较长时间的试验运行，基本上可达到商业运行要求，目前总装机容量约为40万kW。太阳能热利用技术成熟，经济性好，可大规模应用，2005年全世界太阳能热水器的总集热面积已达到约1.4亿$m^2$。

5. 地热能

地热能利用包括发电和热利用两种方式，技术均比较成熟。到2005年底，全世界地热发电总装机容量约900万kW，主要在美国、冰岛、意大利等国家。

地热能热利用包括地热水的直接利用和地源热泵供热、制冷，在发达国家已得到广泛应用，近5年来全世界地热能热利用年均增长约13%。

6. 海洋能

潮汐发电、波浪发电和洋流发电等海洋能的开发利用也取得了较大进展，初步形成规模的主要是潮汐发电，全世界潮汐发电总装机容量约30万kW。

（二）发展趋势

随着经济的发展和社会的进步，世界各国将会更加重视环境保护和全球气候变化问题，通过制定新的能源发展战略、法规和政策，进一步加快可再生能源的发展。

从目前可再生能源的资源状况和技术发展水平看，今后发展较快的可再生能源除水能外，主要是生物质能、风能和太阳能。生物质能利用方式包括发电、制气、供热和生产液体燃料，将成为应用最广泛的可再生能源技术。风力发电技术已基本成熟，经济性已接近常规能源，在今后相当长时间内将会保持较快发展。太阳能发展的主要方向是光伏发电和热利用，近期光伏发电的主要市场是发达国家的并网发电和发展中国家偏远地区的独立供电。太阳能热利用的发展方向是太阳能一体化建筑，并以常规能源为补充手段，实现全天候供热，提高太阳能供热的可靠性，在此基础上进一步向太阳能供暖和制冷的方向发展。

总体来看，最近20多年来，大多数可再生能源技术快速发展，产业规模、经济性和市场化程度逐年提高，预计在2010～2020年间，大多数可再生能源技术可具有市场竞争力，在2020年以后将会有更快的发展，并逐步成为主导能源。

（三）发展经验

多年来，世界各国为了促进可持续发展，应对全球气候变化，积极推动可再生能源发展，已积累了丰富的经验，主要包括以下几点。

1. 目标引导

为了促进可再生能源发展，许多国家制定了相应的发展战略和规划，明确了可再生能源发展目标。1997年，欧盟提出可再生能源在一次能源消费中的比例将从1996年的6%提高到2010年的12%，可再生能源发电量占总发电量的比例从1997年的14%提高到2010年的22%。2007年初，欧盟又提出了新的发展目标，要求到2020年，可再生能源消费占到全部能源消费的20%，可再生能源发电量占到全部发电量的30%。美国、日本、澳大利亚、印度、巴西等国也制定了明确的可再生能源发展目标，引导可再生能源的发展。

2. 政策激励

为了确保可再生能源发展目标的实现，许多国家制定了支持可再生能源发

展的法规和政策。德国、丹麦、法国、西班牙等国采取优惠的固定电价收购可再生能源发电量，英国、澳大利亚、日本等国实行可再生能源强制性市场配额政策，美国、巴西、印度等国对可再生能源实行投资补贴和税收优惠等政策。

3. 产业扶持

为了促进可再生能源技术进步和产业化发展，许多国家十分重视可再生能源人才培养、研究开发、产业体系建设，建立了专门的研发机构，支持开展可再生能源科学研究、技术开发和产业服务等工作。发达国家不仅支持可再生能源技术研究和开发活动，而且特别重视新技术的试验、示范和推广，经过多年的发展，产业体系已经形成，有力地支持了可再生能源的发展。

4. 资金支持

为了加快可再生能源的发展，许多国家为可再生能源发展提供了强有力的资金支持，对技术研发、项目建设、产品销售和最终用户提供补贴。美国2005年的能源法令明确规定了支持可再生能源技术研发及其产业化发展的年度财政预算资金；德国对用户安装太阳能热水器提供40%的补贴。许多国家还采取了产品补贴和用户补助方式扩大可再生能源市场，引导社会资金投向可再生能源，有力地推动了可再生能源的规模化发展。

## 二、我国可再生能源发展现状

### （一）资源潜力

根据初步资源评价，我国资源潜力大、发展前景好的可再生能源主要包括水能、生物质能、风能和太阳能。

1. 水能

水能资源是我国重要的可再生能源。根据2003年全国水力资源复查成果，全国水能资源技术可开发装机容量为5.4亿kW，年发电量2.47万亿kWh；经济可开发装机容量为4亿kW，年发电量1.75万亿kWh。水能资源主要分布在西部地区，约70%在西南地区。长江、金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、红水河、澜沧江、黄河和怒江等大江大河的干流水能资源丰富，总装机容量约占全国经济可开发量的60%，具有集中开发和规模外送的良好条件。

2. 生物质能

我国生物质能资源主要有农作物秸秆、树木枝桠、畜禽粪便、能源作物（植物）、工业有机废水、城市生活污水和垃圾等。全国农作物秸秆年产生量约6亿t，除部分作为造纸原料和畜牧饲料外，大约3亿t可作为燃料使用，折合约1.5亿t标准煤。林木枝桠和林业废弃物年可获得量约9亿t，大约3亿t可作为能源利用，折合约2亿t标准煤。甜高粱、小桐子、黄连木、油桐等能源

作物（植物）可种植面积达 2000 多万 $hm^2$，可满足年产量约 5000 万 t 生物液体燃料的原料需求。畜禽养殖和工业有机废水理论上可年产沼气约 800 亿 $m^3$，全国城市生活垃圾年产生量约 1.2 亿 t。目前，我国生物质资源可转换为能源的潜力约为 5 亿 t 标准煤，今后随着造林面积的扩大和经济社会的发展，生物质资源转换为能源的潜力可达 10 亿 t 标准煤。

3. 风能

根据最新风能资源评价，全国陆地可利用风能资源为 3 亿 kW，加上近岸海域可利用风能资源，共计约 10 亿 kW。主要分布在两大风带：一是“三北地区”（东北、华北北部和西北地区）；二是东部沿海陆地、岛屿及近岸海域。另外，内陆地区还有一些局部风能资源丰富区。

4. 太阳能

全国三分之二的国土面积年日照小时数在 2200h 以上，年太阳辐射总量大于每平方米 5000MJ，属于太阳能利用条件较好的地区。西藏、青海、新疆、甘肃、内蒙古、山西、陕西、河北、山东、辽宁、吉林、云南、广东、福建、海南等地区的太阳辐射能量较大，尤其是青藏高原地区太阳能资源最为丰富。

5. 地热能

据初步勘探，我国地热资源以中低温为主，适用于工业加热、建筑采暖、保健疗养和种植养殖等，资源遍布全国各地。适用于发电的高温地热资源较少，主要分布在藏南、川西、滇西地区，可装机潜力约为 600 万 kW。初步估算，全国可采地热资源量约为 33 亿 t 标准煤。

（二）发展现状

经过多年发展，我国可再生能源取得了很大的成绩，水电已成为电力工业的重要组成部分，结合农村能源和生态建设，户用沼气得到了大规模推广应用。近年来，风电、光伏发电、太阳能热利用和生物质能高效利用也取得了明显进展，为调整能源结构、保护环境、促进经济和社会发展作出了重大贡献。

2005 年，可再生能源开发利用总量（不包括传统方式利用生物质能）约 1.66 亿 t 标准煤，约为 2005 年全国一次能源消费总量的 7.5%。

1. 水电

到 2005 年底，全国水电总装机容量达 1.17 亿 kW（包括约 700 万 kW 抽水蓄能电站），占全国总发电装机容量的 23%；水电年发电量为 3952 亿 kWh，占全国总发电量的 16%。其中小水电为 3800 万 kW，年发电量约 1300 亿 kWh，担负着全国近二分之一国土面积、三分之一的县、四分之一人口的供电任务。全国已建成 653 个农村水电初级电气化县，并正在建设 400 个适应小康水平的

以小水电为主的电气化县。我国水电勘测、设计、施工、安装和设备制造均达到国际水平，已形成完备的产业体系。

2. 生物质能

（1）沼气。到2005年底，全国户用沼气池已达到1800万户，年产沼气约70亿$m^3$；建成大型畜禽养殖场沼气工程和工业有机废水沼气工程约1500处，年产沼气约10亿$m^3$。沼气技术已从单纯的能源利用发展成废弃物处理和生物质多层次综合利用，并广泛地同养殖业、种植业相结合，成为发展绿色生态农业和巩固生态建设成果的一个重要途径。沼气工程的零部件已实现了标准化生产，沼气技术服务体系已比较完善。

（2）生物质发电。到2005年底，全国生物质发电装机容量约为200万kW，其中蔗渣发电约170万kW、垃圾发电约20万kW，其余为稻壳等农林废弃物气化发电和沼气发电等。我国在引进国外垃圾焚烧发电技术和设备的基础上，经过消化吸收，现已基本具备制造垃圾焚烧发电设备的能力，并引进国外设备和技术建设了一些垃圾填埋气发电示范项目。但总体来看，我国在生物质发电的原料收集、净化处理、燃烧设备制造等方面与国际先进水平还有一定差距。

（3）生物液体燃料。我国已开始在交通燃料中使用燃料乙醇。以粮食为原料的燃料乙醇年生产能力为102万t；以非粮原料生产燃料乙醇的技术已初步具备商业化发展条件。以餐饮业废油、榨油厂油渣、油料作物为原料的生物柴油生产能力达到年产5万t。

3. 风电

到2005年底，全国已建成并网风电厂60多个，总装机容量为126万kW。此外，在偏远地区还有约25万台小型独立运行的风力发电机（总容量约5万kW）。我国单机容量750kW及以下风电设备已批量生产，正在研制兆瓦级（1000kW）以上风力发电设备。与国际先进水平相比，国产风电机组单机容量较小，关键技术依赖进口，零部件的质量还有待提高。

4. 太阳能

（1）太阳能发电。到2005年底，全国光伏发电的总容量约为7万kW，主要为偏远地区居民供电。2002～2003年实施的“送电到乡”工程安装了光伏电池约1.9万kW，对光伏发电的应用和光伏电池制造起到了较大的推动作用。除利用光伏发电为偏远地区和特殊领域（通信、导航和交通）供电外，已开始建设屋顶并网光伏发电示范项目。光伏电池及组装厂已有十多家，年制造能力达10万kW以上。但总体来看，我国光伏发电产业的整体水平与发达国家尚有较大差距，特别是光伏电池生产所需的硅材料主要依靠进口，对我国光伏发电的

产业发展形成重大制约。

（2）太阳能热水器。到2005年底，全国在用太阳能热水器的总集热面积达8000万$m^2$，年生产能力为1500万$m^2$。全国有1000多家太阳能热水器生产企业，年总产值近120亿元，已形成较完整的产业体系，从业人数达20多万人。总体来看，我国太阳能热水器应用技术与发达国家还有差距。目前，发达国家的太阳能热水器已实现与建筑的较好结合，向太阳能建筑一体化方向发展，而我国在这方面才开始起步。

5. 地热能

地热发电技术分为地热水蒸气发电和低沸点有机工质发电。我国适合发电的地热资源集中在西藏和云南地区，由于当地水能资源丰富，地热发电竞争力不强，近期难以大规模发展。近年来，地热能的热利用发展较快，主要是热水供应及供暖、水源热泵和地源热泵供热、制冷等。随着地下水资源保护的不断加强，地热水的直接利用将受到更多的限制，地源热泵将是未来的主要发展方向。

（三）存在问题

虽然我国可再生能源开发利用取得了很大成绩，法规和政策体系不断完善，但可再生能源发展仍不能满足可持续发展的需要，存在的主要问题是：

（1）政策及激励措施力度不够。在现有技术水平和政策环境下，除了水电和太阳能热水器有能力参与市场竞争外，大多数可再生能源开发利用成本高，再加上资源分散、规模小、生产不连续等特点，在现行市场规则下缺乏竞争力，需要政策扶持和激励。目前，国家支持风电、生物质能、太阳能等可再生能源发展的政策体系还不够完整，经济激励力度弱，相关政策之间缺乏协调，政策的稳定性差，没有形成支持可再生能源持续发展的长效机制。

（2）市场保障机制还不够完善。长期以来，我国可再生能源发展缺乏明确的发展目标，没有形成连续稳定的市场需求。虽然国家逐步加大了对可再生能源发展的支持力度，但由于没有建立起强制性的市场保障政策，无法形成稳定的市场需求，可再生能源发展缺少持续的市场拉动，致使我国可再生能源新技术发展缓慢。

（3）技术开发能力和产业体系薄弱。除水力发电、太阳能热利用和沼气外，其他可再生能源的技术水平较低，缺乏技术研发能力，设备制造能力弱，技术和设备生产较多依靠进口，技术水平和生产能力与国外先进水平差距较大。同时，可再生能源资源评价、技术标准、产品检测和认证等体系不完善，人才培养不能满足市场快速发展的要求，没有形成支撑可再生能源产业发展的技术服务体系。

## 三、发展可再生能源的意义

可再生能源是重要的能源资源，开发利用可再生能源具有以下重要意义：

（1）开发利用可再生能源是落实科学发展观、建设资源节约型社会、实现可持续发展的基本要求。充足、安全、清洁的能源供应是经济发展和社会进步的基本保障。我国人口众多，人均能源消费水平低，能源需求增长压力大，能源供应与经济发展的矛盾十分突出。从根本上解决我国的能源问题，不断满足经济和社会发展的需要，保护环境，实现可持续发展，除大力提高能源效率外，加快开发利用可再生能源是重要的战略选择，也是落实科学发展观、建设资源节约型社会的基本要求。

（2）开发利用可再生能源是保护环境、应对气候变化的重要措施。目前，我国环境污染问题突出，生态系统脆弱，大量开采和使用化石能源对环境影响很大，特别是我国能源消费结构中煤炭比例偏高，二氧化碳排放增长较快，对气候变化影响较大。可再生能源清洁环保，开发利用过程不增加温室气体排放。开发利用可再生能源，对优化能源结构、保护环境、减排温室气体、应对气候变化具有十分重要的作用。

（3）开发利用可再生能源是建设社会主义新农村的重要措施。农村是目前我国经济和社会发展最薄弱的地区，能源基础设施落后，全国还有约 1150 万人没有电力供应，许多农村生活能源仍主要依靠秸秆、薪柴等生物质低效直接燃烧的传统利用方式提供。农村地区可再生能源的资源丰富，加快可再生能源的开发利用，一方面可以利用当地资源，因地制宜解决偏远地区电力供应和农村居民生活用能问题；另一方面可以将农村地区的生物质资源转换为商品能源，使可再生能源成为农村特色产业，有效延长农业产业链，提高农业效益，增加农民收入，改善农村环境，促进农村地区经济和社会的可持续发展。

（4）开发利用可再生能源是开拓新的经济增长领域、促进经济转型、扩大就业的重要选择。可再生能源资源分布广泛，各地区都具有一定的可再生能源开发利用条件。可再生能源的开发利用主要是利用当地自然资源和人力资源，对促进地区经济发展具有重要意义。同时，可再生能源也是高新技术和新兴产业，快速发展的可再生能源已成为一个新的经济增长点，可以有效拉动装备制造等相关产业的发展，对调整产业结构，促进经济增长方式转变，扩大就业，推进经济和社会的可持续发展意义重大。

## 四、指导思想和原则

### （一）指导思想

应以邓小平理论、“三个代表”重要思想为指导，全面落实科学发展观，促

进资源节约型、环境友好型社会和社会主义新农村建设。认真贯彻《可再生能源法》，把发展可再生能源作为全面建设小康社会和实现可持续发展的重大战略举措，加快水能、风能、太阳能和生物质能的开发利用，促进技术进步，增强市场竞争力，不断提高可再生能源在能源消费中的比重。

（二）基本原则

（1）坚持开发利用与经济、社会和环境相协调。可再生能源的发展既要重视规模化开发利用，不断提高可再生能源在能源供应中的比重，也要重视可再生能源对解决农村能源问题，发展循环经济和建设资源节约型、环境友好型社会的作用，更要重视与环境和生态保护的协调。要根据资源条件和经济社会发展需要，在保护环境和生态系统的前提下，科学规划，因地制宜，合理布局，有序开发。特别是要高度重视生物质能开发与粮食和生态环境的关系，不得违法占用耕地，不得大量消耗粮食，不得破坏生态环境。

（2）坚持市场开发与产业发展互相促进。对资源潜力大、商业化发展前景好的风电和生物质发电等新兴可再生能源，在加大技术开发投入力度的同时，采取必要措施扩大市场需求，以持续稳定的市场需求为可再生能源产业的发展创造有利条件。建立以自我创新为主的可再生能源技术开发和产业发展体系，加快可再生能源技术进步，提高设备制造能力，并通过持续的规模化发展提高可再生能源的市场竞争力，为可再生能源的大规模发展奠定基础。

（3）坚持近期开发利用与长期技术储备相结合。积极发展未来具有巨大潜力、近期又有一定市场需求的可再生能源技术。既要重视近期适宜应用的水电、生物质发电、沼气、生物质固体成型燃料、风电和太阳能热利用，也要重视未来发展前景良好的太阳能光伏发电、生物液体燃料等可再生能源技术。

（4）坚持政策激励与市场机制相结合。国家通过经济激励政策支持采用可再生能源技术解决农村能源短缺和无电问题，发展循环经济。同时，国家建立促进可再生能源发展的市场机制，运用市场化手段调动投资者的积极性，提高可再生能源的技术水平，推进可再生能源产业化发展，不断提高可再生能源的竞争力，使可再生能源在国家政策的支持下得到更大规模的发展。

**五、发展目标**

（一）总体目标

今后十五年我国可再生能源发展的总目标是：提高可再生能源在能源消费中的比重，解决偏远地区无电人口用电问题和农村生活燃料短缺问题，推行有机废弃物的能源化利用，推进可再生能源技术的产业化发展。

（1）提高可再生能源比重，促进能源结构调整。我国探明的石油、天然气

资源贫乏，单纯依靠化石能源难以实现经济、社会和环境的协调发展。水电、生物质能、风电和太阳能资源潜力大，技术已经成熟或接近成熟，具有大规模开发利用的良好前景。加快发展水电、生物质能、风电和太阳能，大力推广太阳能和地热能在建筑中的规模化应用，降低煤炭在能源消费中的比重，是我国可再生能源发展的首要目标。

（2）解决无电人口的供电问题，改善农村生产、生活用能条件。无电人口地处偏远地区，人口分散，缺乏常规能源资源，而且许多地区不适合采用常规方式建设能源基础设施，采用可再生能源技术是解决这些无电人口供电问题的有效手段。农村人口众多，生活用能方式落后，影响农村居民生活水平的提高，特别是过度利用薪柴作为生活燃料对生态破坏严重。在农村就地利用可再生能源资源，可以实现多能互补，显著改善农村居民的生产、生活条件，对农村小康社会建设将起到积极的推动作用。

（3）清洁利用有机废弃物，推进循环经济发展。在农作物生产及粮食加工、林业生产和木材加工、畜禽养殖、工业生产、城市生活污水、垃圾处理等过程中，会产生大量有机废弃物。如果这些废弃物不能得到合理利用和妥善处理，将会成为环境污染源，对自然生态、大气环境和人体健康造成危害。利用可再生能源技术，将这些有机废弃物转换为电力、燃气、固体成型燃料等清洁能源，既是保护环境的重要措施，也是充分利用废弃物、变废为宝的重要手段，符合发展循环经济的要求。

（4）规模化建设带动可再生能源新技术的产业化发展。目前，除了水电、太阳能热利用、沼气等少数可再生能源技术，大部分可再生能源产业基础仍很薄弱，还不具备直接参与市场竞争的能力，因此，现阶段可再生能源发展的一项重要任务是提高技术水平和建立完善的产业体系。2010 年之前，在加快可再生能源技术发展，扩大可再生能源开发利用的同时，重点完善支持可再生能源发展的政策体系和机构能力建设，初步建立适应可再生能源规模化发展的产业基础。2010～2020 年期间，要建立起完备的可再生能源产业体系，大幅降低可再生能源开发利用成本，为大规模开发利用打好基础。2020 年以后，要使可再生能源技术具有明显的市场竞争力，使可再生能源成为重要能源。

（二）具体发展目标

（1）充分利用水电、沼气、太阳能热利用和地热能等技术成熟、经济性好的可再生能源，加快推进风力发电、生物质发电、太阳能发电的产业化发展，逐步提高优质清洁可再生能源在能源结构中的比例，力争到 2010 年使可再生能源消费量达到能源消费总量的 10%，到 2020 年达到 15%。

（2）因地制宜利用可再生能源解决偏远地区无电人口的供电问题和农村生活燃料短缺问题，并使生态环境得到有效保护。按循环经济模式推行有机废弃物的能源化利用，基本消除有机废弃物造成的环境污染。

（3）积极推进可再生能源新技术的产业化发展，建立可再生能源技术创新体系，形成较完善的可再生能源产业体系。到2010年，基本实现以国内制造设备为主的装备能力。到2020年，形成以自有知识产权为主的国内可再生能源装备能力。

**六、重点发展领域**

根据各类可再生能源的资源潜力、技术状况和市场需求情况，2010年和2020年可再生能源发展重点领域如下。

（一）水电

考虑到资源分布特点、开发利用条件、经济发展水平和电力市场需求等因素，今后水电建设的重点是金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江、黄河上游和怒江等重点流域。同时，在水能资源丰富地区，结合农村电气化县建设和实施“小水电代燃料”工程需要，加快开发小水电资源。到2010年，全国水电装机容量达到1.9亿kW，其中大中型水电1.4亿kW，小水电5000万kW；到2020年，全国水电装机容量达到3亿kW，其中大中型水电2.25亿kW，小水电7500万kW。

开展西藏自治区东部水电外送方案研究，以及金沙江、澜沧江、怒江“三江”上游和雅鲁藏布江水能资源的勘查和开发利用规划，做好水电开发的战略接替准备工作。

（二）生物质能

根据我国经济社会发展需要和生物质能利用技术状况，重点发展生物质发电、沼气、生物质固体成型燃料和生物液体燃料。到2010年，生物质发电总装机容量达到550万kW，生物质固体成型燃料年利用量达到100万t，沼气年利用量达到190亿$m^3$，增加非粮原料燃料乙醇年利用量200万t，生物柴油年利用量达到20万t。到2020年，生物质发电总装机容量达到3000万kW，生物质固体成型燃料年利用量达到5000万t，沼气年利用量达到440亿$m^3$，生物燃料乙醇年利用量达到1000万t，生物柴油年利用量达到200万t。

1. 生物质发电

生物质发电包括农林生物质发电、垃圾发电和沼气发电，建设重点为：

（1）在粮食主产区建设以秸秆为燃料的生物质发电厂，或将已有燃煤小火电机组改造为燃用秸秆的生物质发电机组。在大中型农产品加工企业、部分林区和灌木集中分布区、木材加工厂，建设以稻壳、灌木林和木材加工剩余物为

原料的生物质发电厂。在“十一五”前3年，建设农业生物质发电（主要以秸秆为燃料）和林业生物质发电示范项目各20万kW。到2010年，农林生物质发电（包括蔗渣发电）总装机容量达到400万kW，到2020年达到2400万kW。在宜林荒山、荒地、沙地开展能源林建设，为农林生物质发电提供燃料。

（2）在规模化畜禽养殖场、工业有机废水处理和城市污水处理厂建设沼气工程，合理配套安装沼气发电设施。在“十一五”前3年，建设100个沼气工程及发电示范项目，总装机容量5万kW。到2010年，建成规模化畜禽养殖场沼气工程4700座、工业有机废水沼气工程1600座，大中型沼气工程年产沼气约40亿$m^3$，沼气发电达到100万kW。到2020年，建成大型畜禽养殖场沼气工程10000座、工业有机废水沼气工程6000座，年产沼气约140亿$m^3$，沼气发电达到300万kW。

（3）在经济较发达、土地资源稀缺地区建设垃圾焚烧发电厂，重点地区为直辖市、省级城市、沿海城市、旅游风景名胜城市、主要江河和湖泊附近城市。积极推广垃圾卫生填埋技术，在大中型垃圾填埋场建设沼气回收和发电装置。到2010年，垃圾发电总装机容量达到50万kW，到2020年达到300万kW。

2. 生物质固体成型燃料

生物质固体成型燃料是指通过专门设备将生物质压缩成型的燃料，该燃料储存、运输、使用方便，清洁环保，燃烧效率高，既可作为农村居民的炊事和取暖燃料，也可作为城市分散供热的燃料。生物质固体成型燃料的发展目标和建设重点为：

（1）2010年前，结合解决农村基本能源需要和改变农村用能方式，开展500个生物质固体成型燃料应用示范点建设。在示范点建设生物质固体成型燃料加工厂，就近为当地农村居民提供燃料，富余量出售给城镇居民和工业用户。到2010年，全国生物质固体成型燃料年利用量达到100万t。

（2）到2020年，使生物质固体成型燃料成为普遍使用的一种优质燃料。生物质固体成型燃料的生产包括两种方式：一种是分散方式，在广大农村地区采用分散的小型化加工方式，就近利用农作物秸秆，主要用于解决农民自身用能需要，剩余量作为商品燃料出售；另一种是集中方式，在有条件的地区，建设大型生物质固体成型燃料加工厂，实行规模化生产，为大工业用户或城乡居民提供生物质商品燃料。全国生物质固体成型燃料年利用量达到5000万t。

3. 生物质燃气

充分利用沼气和农林废弃物气化技术，提高农村地区生活用能的燃气比例，并把生物质气化技术作为解决农村废弃物和工业有机废弃物环境治理的重要措施。

在农村地区主要推广户用沼气、特别是与农业生产结合的沼气技术；在中小城镇发展以大型畜禽养殖场沼气工程和工业废水沼气工程为气源的集中供气。到2010年，约4000万户（约1.6亿人）农村居民生活燃料主要使用沼气，年沼气利用量约150亿$m^3$。到2020年，约8000万户（约3亿人）农村居民生活燃气主要使用沼气，年沼气利用量约300亿$m^3$。

4. 生物液体燃料

生物液体燃料是重要的石油替代产品，主要包括燃料乙醇和生物柴油。根据我国土地资源和农业生产的特点，合理选育和科学种植能源植物，建设规模化原料供应基地和大型生物液体燃料加工企业。不再增加以粮食为原料的燃料乙醇生产能力，合理利用非粮生物质原料生产燃料乙醇。近期重点发展以木薯、甘薯、甜高粱等为原料的燃料乙醇技术，以及以小桐子、黄连木、油桐、棉籽等油料作物为原料的生物柴油生产技术，逐步建立餐饮等行业的废油回收体系。从长远考虑，要积极发展以纤维素生物质为原料的生物液体燃料技术。在2010年前，重点在东北、山东等地，建设若干个以甜高粱为原料的燃料乙醇试点项目；在广西、重庆、四川等地，建设若干个以薯类作物为原料的燃料乙醇试点项目；在四川、贵州、云南、河北等地，建设若干个以小桐子、黄连木、油桐等油料植物为原料的生物柴油试点项目。到2010年，增加非粮原料燃料乙醇年利用量200万t，生物柴油年利用量达到20万t。到2020年，生物燃料乙醇年利用量达到1000万t，生物柴油年利用量达到200万t，总计年替代约1000万t成品油。

（三）风电

通过大规模的风电开发和建设，促进风电技术进步和产业发展，实现风电设备制造自主化，尽快使风电具有市场竞争力。在经济发达的沿海地区，发挥其经济优势；在“三北”（西北、华北北部和东北）地区发挥其资源优势，建设大型和特大型风电厂；在其他地区，因地制宜地发展中小型风电厂，充分利用各地的风能资源。主要发展目标和建设重点如下：

（1）到2010年，全国风电总装机容量达到500万kW。重点在东部沿海和“三北”地区，建设30个左右10万kW等级的大型风电项目，形成江苏、河北、内蒙古3个100万kW级的风电基地。建成1～2个10万kW级海上风电试点项目。

（2）到2020年，全国风电总装机容量达到3000万kW。在广东、福建、江苏、山东、河北、内蒙古、辽宁和吉林等具备规模化开发条件的地区，进行集中连片开发，建成若干个总装机容量200万kW以上的风电大省。建成新疆

达坂城、甘肃玉门、苏沪沿海、内蒙古辉腾锡勒、河北张北和吉林白城等6个百万千瓦级大型风电基地，并建成100万kW海上风电。

（四）太阳能

1. 太阳能发电

发挥太阳能光伏发电适宜分散供电的优势，在偏远地区推广使用户用光伏发电系统或建设小型光伏电站，解决无电人口的供电问题。在城市的建筑物和公共设施配套安装太阳能光伏发电装置，扩大城市可再生能源的利用量，并为太阳能光伏发电提供必要的市场规模。为促进我国太阳能发电技术的发展，做好太阳能技术的战略储备，建设若干个太阳能光伏发电示范电站和太阳能热发电示范电站。到2010年，太阳能发电总容量达到30万kW，到2020年达到180万kW。建设重点如下：

（1）采用户用光伏发电系统或建设小型光伏电站，解决偏远地区无电村和无电户的供电问题，重点地区是西藏、青海、内蒙古、新疆、宁夏、甘肃、云南等省（区、市）。建设太阳能光伏发电约10万kW，解决约100万户偏远地区农牧民生活用电问题。到2010年，偏远农村地区光伏发电总容量达到15万kW，到2020年达到30万kW。

（2）在经济较发达、现代化水平较高的大中城市，建设与建筑物一体化的屋顶太阳能并网光伏发电设施。首先在公益性建筑物上应用，然后逐渐推广到其他建筑物，同时在道路、公园、车站等公共设施照明中推广使用光伏电源。“十一五”时期，重点在北京、上海、江苏、广东、山东等地区开展城市建筑屋顶光伏发电试点。到2010年，全国建成1000个屋顶光伏发电项目，总容量5万kW。到2020年，全国建成2万个屋顶光伏发电项目，总容量100万kW。

（3）建设较大规模的太阳能光伏电站和太阳能热发电电站。“十一五”时期，在甘肃敦煌和西藏拉萨（或阿里）建设大型并网型太阳能光伏电站示范项目；在内蒙古、甘肃、新疆等地选择荒漠、戈壁、荒滩等空闲土地，建设太阳能热发电示范项目。到2010年，建成大型并网光伏电站总容量2万kW、太阳能热发电总容量5万kW。到2020年，全国太阳能光伏电站总容量达到20万kW，太阳能热发电总容量达到20万kW。另外，光伏发电在通信、气象、长距离管线、铁路、公路等领域有良好的应用前景，预计到2010年，这些商业领域的光伏应用将累计达到3万kW，到2020年将达到10万kW。

2. 太阳能热利用

在城市推广普及太阳能一体化建筑、太阳能集中供热水工程，并建设太阳能采暖和制冷示范工程。在农村和小城镇推广户用太阳能热水器、太阳房和太

阳灶。到2010年，全国太阳能热水器总集热面积达到1.5亿 $m^2$，加上其他太阳能热利用，年替代能源量达到3000万t标准煤。到2020年，全国太阳能热水器总集热面积达到约3亿 $m^2$，加上其他太阳能热利用，年替代能源量达到6000万t标准煤。

（五）其他可再生能源

积极推进地热能和海洋能的开发利用。合理利用地热资源，推广满足环境保护和水资源保护要求的地热供暖、供热水和地源热泵技术，在夏热冬冷地区大力发展地源热泵，满足冬季供热需要。在具有高温地热资源的地区发展地热发电，研究开发深层地热发电技术。在长江流域和沿海地区发展地表水、地下水、土壤等浅层地热能进行建筑采暖、空调和生活热水供应。到2010年，地热能年利用量达到400万t标准煤，到2020年，地热能年利用量达到1200万t标准煤。到2020年，建成潮汐电站10万kW。

（六）农村可再生能源利用

在农村地区开发利用可再生能源，解决广大农村居民生活用能问题，改善农村生产和生活条件，保护生态环境和巩固生态建设成果，有效提高农民收入，促进农村经济和社会更快发展。发展重点是：

（1）解决农村无电地区的用电问题。在电网延伸供电不经济的地区，发挥当地资源优势，利用小水电、太阳能光伏发电和风力发电等可再生能源技术，为农村无电人口提供基本电力供应。在小水电资源丰富地区，优先开发建设小水电站（包括微水电），为约100万户居民供电。在缺乏小水电资源的地区，因地制宜建设独立的小型太阳能光伏电站、风光互补电站，推广使用小风电、户用光伏发电、风光互补发电系统，为约100万户居民供电。

（2）改善农村生活用能条件。推广“小水电代燃料”、户用沼气、生物质固体成型燃料、太阳能热水器等可再生能源技术，为农村地区提供清洁的生活能源，改善农村生活条件，提高农民生活质量。到2010年，使用清洁可再生能源的农户普及率达到30%，农村户用沼气达到4000万户，太阳能热水器使用量达到5000万 $m^2$。到2020年，使用清洁可再生能源的农户普及率达到70%以上，农村户用沼气达到8000万户，太阳能热水器使用量达到1亿 $m^2$。

（3）开展绿色能源示范县建设。在可再生能源资源丰富地区，坚持因地制宜，灵活多样的原则，充分利用各种可再生能源，积极推进绿色能源示范县建设。绿色能源县的可再生能源利用量在生活能源消费总量中要超过50%，各种生物质废弃物得到妥善处理和合理利用。绿色能源示范县建设要与沼气利用、生物质固体成型燃料和太阳能利用相结合。到2010年，全国建成50个绿色能

源示范县；到2020年，绿色能源县普及到500个。

## 七、投资估算与效益分析

### （一）投资估算

要实现可再生能源发展目标，建设资金是必要的保障条件。根据各种可再生能源的应用领域、建设规模、技术特点和发展状况，采取国家投资和社会多元化投资相结合的方式解决可再生能源开发利用的建设资金问题。

2006～2020年，新增1.9亿kW水电装机容量，按平均每千瓦7000元测算，需要总投资约1.3万亿元；新增2800万kW生物质发电装机容量，按平均每千瓦7000元测算，需要总投资约2000亿元；新增约2900万kW风电装机容量，按平均每千瓦6500元测算，需要总投资约1900亿元；新增6200万户农村户用沼气，按户均投资3000元测算，需要总投资约1900亿元；新增太阳能发电约173万kW，按每千瓦75000元测算，需要总投资约1300亿元。加上大中型沼气工程、太阳能热水器、地热、生物液体燃料生产和生物质固体成型燃料等，预计实现2020年规划任务将需总投资约2万亿元。

### （二）环境和社会影响

水力发电、风力发电、太阳能发电、太阳能热利用不排放污染物和温室气体，而且可显著减少煤炭消耗，也相应减少煤炭开采的生态破坏和燃煤发电的水资源消耗。可再生能源开发利用中的工业废水、城市污水和畜禽养殖场沼气工程本身就是清洁生产的重要措施，有利于环境保护和可持续发展。生物质发电排放的二氧化硫、氮氧化物和烟尘等污染物远少于燃煤发电，特别是生物质从生长到燃烧，总体上对环境不增加二氧化碳排放量。因此，可再生能源开发利用可减少污染物和温室气体排放，并减少水资源消耗和生态破坏。

可再生能源开发过程对生态环境也可能产生不利影响，水电开发对所在流域的生态环境有一定影响，特别是会淹没部分土地，可能改变生物生存环境，造成泥沙淤积，施工过程对地貌和植被有一定影响。目前，水电施工技术和环保技术已可将不利影响减少到最小，许多水电工程建成后可有效改善生态环境。

风电建设要占用大面积的土地，旋转的风机叶片可能影响鸟类，在靠近居民区的地方可能产生噪声污染。目前大多数风电厂是一种新的旅游景点，但随着风电建设规模的扩大，可能会出现一些环境问题，如噪声和影响自然景观等。生物质发电过程如果采取环保措施不当，将会排放灰尘等污染物，也要消耗水资源，需要采取严格的环保措施。

多数可再生能源技术新，应用范围广，涉及千家万户，要严格执行安全技术标准，普及安全常识，保障安全生产和安全使用。

可再生能源资源分布广泛，大型水电资源集中在地理位置较为偏僻的高山峡谷地区，大量的风能资源处于戈壁滩、大草原和沿海滩涂地区，太阳能资源在西部地区最为丰富，生物质能资源主要在农业大县和林区。这些地区的可再生能源开发利用可以起到促进地区经济发展、加快脱贫致富、实现均衡和谐发展的作用。可再生能源开发利用，特别是生物质能开发利用，可以促进农村经济发展、增加农民收入，对解决“三农”问题十分有利。

总体来看，可再生能源开发利用对环境和社会的影响利大于弊，坚持趋利避害的开发利用方针，有利于实现可持续发展，符合建设资源节约型、环境友好型社会及构建和谐社会的要求。

（三）效益分析

1. 能源效益

到2010年和2020年，全国可再生能源开发利用量分别相当于3亿t标准煤和6亿t标准煤，可显著减少煤炭消耗，弥补天然气和石油资源的不足。初步估算，可再生能源达到2020年的利用量时，年发电量相当于替代煤炭约6亿t，沼气年利用量相当于240亿$m^3$天然气，燃料乙醇和生物柴油年用量相当于替代石油约1000万t，太阳能和地热能的热利用相当于降低能源年需求量约7000万t标准煤。可再生能源的开发利用对改善能源结构和节约能源资源将起到重大作用。

2. 环境效益

可再生能源的开发利用将带来显著的环境效益。达到2010年发展目标时，可再生能源年利用量相当于减少二氧化硫年排放量约400万t，减少氮氧化物年排放量约150万t，减少烟尘年排放量约200万t，减少二氧化碳年排放量约6亿t，年节约用水约15亿$m^3$，可以使约1000万$hm^2$林地免遭破坏。达到2020年发展目标时，可再生能源年利用量相当于减少二氧化硫年排放量约800万t，减少氮氧化物年排放量约300万t，减少烟尘年排放量约400万t，减少二氧化碳年排放量约12亿t，年节约用水约20亿$m^3$，可使约2000万$hm^2$林地免遭破坏。

3. 社会效益

到2020年，将利用可再生能源累计解决无电地区约1000万人口的基本用电问题，改善约1亿户农村居民的生活用能条件。农作物秸秆和农业废弃生物质的能源利用可提高农业生产效益，预计达到2020年开发利用规模时，可增加农民年收入约1000亿元。农村户用沼气池和畜禽养殖场沼气工程建设将改善农村地区环境卫生，减少畜禽粪便对河流、水源和地下水的污染。可再生能源开发利用将促进农村和县域经济发展，提高农村能源供应等公用设施的现代化水平。

能源林建设、林业生物质及木材加工废弃物的能源利用，可促进植树造林和生态环境保护，预计林业领域生物质能利用达到2020年目标时，可增加林业年产值约500亿元。城市生活污水处理和工业生产废水处理沼气利用可促进循环经济发展。可再生能源开发利用、设备制造和相关配套产业可增加大量就业岗位，到2020年，预计可再生能源领域的从业人数将达到200万人。

可再生能源的开发利用将节约和替代大量化石能源，显著减少污染物和温室气体排放，促进人与自然的协调发展，对全面建设小康社会和社会主义新农村起到重要作用，有力地推进经济和社会的可持续发展。

**八、规划实施保障措施**

为了确保规划目标的实现，将采取下列措施支持可再生能源的发展：

（1）提高全社会的认识。全社会都要从战略和全局高度认识可再生能源的重要作用，国务院各有关部门和各级政府都要认真执行《可再生能源法》，制定相关配套政策和规章，制定可再生能源发展专项规划，明确发展目标，将可再生能源开发利用作为建设资源节约型、环境友好型社会的考核指标。

（2）建立持续稳定的市场需求。根据可再生能源发展目标要求，按照政府引导、政策支持和市场推动相结合的原则，通过优惠的价格政策和强制性的市场份额政策，以及政府投资、政府特许权等措施，培育持续稳定增长的可再生能源市场，促进可再生能源的开发利用、技术进步和产业发展，确保可再生能源中长期发展规划目标的实现。对非水电可再生能源发电规定强制性市场份额目标：到2010年和2020年，大电网覆盖地区非水电可再生能源发电在电网总发电量中的比例分别达到1%和3%以上；权益发电装机总容量超过500万kW的投资者，所拥有的非水电可再生能源发电权益装机总容量应分别达到其权益发电装机总容量的3%和8%以上。

（3）改善市场环境条件。国家电网企业和石油销售企业要按照《可再生能源法》的要求，承担收购可再生能源电力和生物液体燃料的义务。国务院能源主管部门负责组织制定各类可再生能源电力的并网运行管理规定，电网企业要负责建设配套电力送出工程。电力调度机构要根据可再生能源发电的规律，合理安排电力生产及运行调度，使可再生能源资源得到充分利用。在国家指定的生物液体燃料销售区域内，所有经营交通燃料的石油销售企业均应销售掺入规定比例生物液体燃料的汽油或柴油产品，并尽快在全国推行乙醇汽油和生物柴油。

国务院建筑行政主管部门和国家标准委员会组织制定建筑物太阳能利用的国家标准，修改完善相关建筑标准、工程规范和城市建设管理规定，为太阳能在建筑物上的应用创造条件。在太阳能资源丰富、经济条件好的城镇，要在必

要的政策条件下，强制扩大太阳能热利用技术的市场份额。

（4）制定电价和费用分摊政策。国务院价格主管部门根据各类可再生能源发电的技术特点和不同地区的情况，按照有利于可再生能源发展和经济合理的原则，制定和完善可再生能源发电项目的上网电价，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整；实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照招标确定的价格执行，并根据市场情况进行合理调整。电网企业收购可再生能源发电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，附加在销售电价中在全社会分摊。

（5）加大财政投入和税收优惠力度。中央财政根据《可再生能源法》的要求，设立可再生能源发展专项资金，根据可再生能源发展需要和国家财力状况确定资金规模。各级地方财政也要按照《可再生能源法》的要求，结合本地区实际，安排必要的财政资金支持可再生能源发展。国家运用税收政策对水能、生物质能、风能、太阳能、地热能和海洋能等可再生能源的开发利用予以支持，对可再生能源技术研发、设备制造等给予适当的企业所得税优惠。

（6）加快技术进步及产业发展。整合现有可再生能源技术资源，完善技术和产业服务体系，加快人才培养，全面提高可再生能源技术创新能力和服务水平，促进可再生能源技术进步和产业发展。将可再生能源的科学研究、技术开发及产业化纳入国家各类科技发展规划，在高技术产业化和重大装备扶持项目中安排可再生能源专项，支持国内研究机构和企业在可再生能源核心技术方面提高创新能力，在引进国外先进技术基础上，加强消化吸收和再创造，尽快形成自主创新能力。力争到2010年，基本形成可再生能源技术和产业体系，形成以国内制造设备为主的装备能力。到2020年，建立起完善的可再生能源技术和产业体系，形成以自有知识产权为主的可再生能源装备能力，满足可再生能源大规模开发利用的需要。

# 参 考 文 献


[1] 张雷. 中国能源供应战略的调整. 中国能源, 1999(3): 12～14.

[2] 杨立忠, 杨钧锡, 别义勋. 新能源技术. 北京：中国科学技术出版社, 1994.

[3] A.J. Ragauskas, C.K. Williams, et al. The path forward for biofuels and biomaterials. Science, 2006(311): 483～489.

[4] Yuanji Dong, Meyer Steinberg. HYNOL-an economical process for methanol production from biomass and natural gas with reduced $CO_2$ emission. Int. J. Hydrogen Energy, 1997, 22(1011): 971～977.

[5] 王革华. 能源与可持续发展. 北京：化学工业出版社, 2005.

[6] 吴治坚, 叶枝全, 沈辉等. 新能源和可再生能源的利用. 北京：机械工业出版社, 2006.

[7] 陈文七. 中国新能源和可再生能源投资市场及其发展. 中国能源, 1997(3): 45～48.

[8] X. Wang, Z. Feng. A survey of rural energy in the developed region of china. Energy, 1997, 22(5): 511～514.

[9] D. G. Streets, S. T. Waldhoeff. Biofuel use in asia and acidifying emissions. Energy, 1998, 23(12): 1029～1042.

[10] 姚向君, 田宜水. 21 世纪可持续能源丛书：生物质能源资源清洁转化利用技术. 北京：化学工业出版社, 2005.

[11] 张正敏, 王庆一, 庆幸等. 中国可再生能源开发利用：潜力与挑战. 北京：煤炭工业出版社, 2002.

[12] 肖波, 周英彪, 李建芬等. 生物质能循环经济技术. 北京：化学工业出版社, 2006.

[13] 吴创之, 马隆龙. 生物质能现代化利用技术. 北京：化学工业出版社, 2003.

[14] 霍雅勤. 中国能源现状及可持续利用对策. 中国能源, 1999(2): 42～44.

[15] 曹湘洪. 我国生物能源产业健康发展的对策思考. 化工进展, 2007, 26(7): 905～913.

[16] 刘荣厚, 牛卫生, 张大雷. 生物质热化学转化技术. 北京：化学工业出版社, 2005.

[17] 阴秀丽, 吴创之, 徐冰嫦等. 生物质气化对减少 $CO_2$ 排放的作用. 太阳能学报, 2000, 21(1): 40～44.

[18] D.O. Hall. Biomass energy in industrialized countries-a view of future. Forest Ecology and Management, 1997（91）: 17～45.

[19] 彭锦星, 邵千钧. 生物质废弃物液化转化燃油技术的研究现状与展望. 生物质化学工程, 2006, 40(4).

[20]刘娜, 石淑兰. 木质纤维素转化为燃料乙醇的研究进展. 现代化工, 2005, 25 (3): 19～24.

[21]杜风光, 史吉平等. 纤维质生产燃料乙醇产业化研究进展. 中国林业科学增刊, 2007, 29: 72～74.

[22] 周良虹, 黄亚晶. 国外生物柴油产业与应用状况. 可再生能源, 2005(4): 62～67.

[23] 史修启, 孙永强. 生物柴油及其面临的挑战. 日用化学品科学, 2007, 30(1): 11～13.

[24] 阴秀丽, 常杰等. 由生物质气化方法制取甲醇燃料. 煤炭转化, 2003, 26(4): 26～30.

[25] 王铁军, 常杰等. 生物质热化学转化合成二甲醚. 过程工程学报, 2005, 5(3): 278～281.

[26] H.E.M. Stanssen, W. Prins, W.P.M van, Swaaij. Thermal conversion of biomass into secondary products-case of gasification and pyrolysis. BTG Biomass Technology Group b. v., University of Twente, The Netherlands.

[27] 朱锡锋, 陆强, 郑冀鲁等. 生物质热解与生物油的特性研究. 太阳能学报, 2006, 27(12): 1286～1290.

[28] 朱锡锋. 生物质热解原理与技术. 合肥：中国科学技术大学出版社, 2006.

[29] 陈冠益, 高文学, 马文超. 生物质制氢技术的研究现状与展望. 太阳能学报, 2006, 27(12): 1276～1285.

[30] 崔小勤, 常杰, 王铁军等. 生物质燃气催化重整净化的特性研究. 太阳能学报, 2006, 27(7): 666～671

[31] 马隆龙, 吴创之, 孙立. 生物质气化技术及其应用.北京：化学工业出版社, 2003: 156～195.

[32] 汪友碚. 城市废弃物处理与垃圾发电. 发电设备,1997: 11～12.

[33] 郑舜鹏, 吴创之, 阴秀丽等. 1MW 循环流化床谷壳气化发电装置的运行及经济性分析. 太阳能学报, 2000, 21(2): 140～144.

[34] 吴创之等. 农业生物质气化发电技术应用分析. 新能源, 1995, 17(5): 5～11.

[35] 岑可法, 樊建人. 燃烧流体力学. 北京：水利电力出版社, 1991.

[36] 岑可法, 姚强, 骆仲泱等. 高等燃烧学. 杭州：浙江大学出版社, 2002.

[37] 王泉斌, 徐明厚, 夏永俊. 煤与生物质混烧时可吸入颗粒物中的矿物质元素演变研究. 中国电机工程学报, 2006, 26 (16): 103～109.

[38] 王泉斌, 徐明厚, 姚洪等. 生物质与煤的混烧特性及其对可吸入颗粒物排放的影响. 中国电机工程学报, 2007, 27 (5): 7～12.

[39] 陈立民, 徐征, 张贵山等. 小型生物质直燃发电工程及其效益分析. 水利电力机械, 2006.12.

[40] 余英, 赵阳等. 生物质能发电技术与发电工程. 节电技术与绿色能源, 2006.5.

[41] 张金国, 雷廷宙. 农业废弃物气化技术. 北京：农业科技出版社, 2006.

[42] 王长贵，崔容强，周篁. 新能源发电技术. 北京：中国电力出版社, 2003.

[43] 王大为. 火力发电厂分散控制系统应用基础. 北京：中国电力出版社, 2007.

[44] 瞿坦. 计算机网路及应用. 北京：化学工业出版社, 2002.

[45] 中国科学院能源战略研究组. 中国能源可持续发展战略专题研究. 北京：科学出版社, 2005.

[46] 中国国家发展和改革委员会. 国际可再生能源现状与展望. 北京：中国环境科学出版社, 2007.

[General Information]
书名=生物质能及其发电技术
作者=_
页数=_
SS号=12000541
出版社=_
出版日期=_